



**UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ELÉCTRICA**

“Optimización de los indicadores calidad de suministro con mantenimiento de red de distribución primaria mediante técnica TcT en el alimentador de media tensión CAO003 Cartavio, Ascope, La Libertad.”

---

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**AUTOR**

Carlos Marxs Vargas Goñas

**ASESOR METODOLÓGICO**

Mg. Alex Deyvi Tejada Ponce

**ASESOR ESPECIALISTA**

Mg. Carlos Enrique Sánchez Huertas

**LÍNEA DE INVESTIGACIÓN**

Sistemas y Planes de Mantenimiento

**TRUJILLO – PERÚ  
2018**

## **PÁGINA DE JURADO**

---

Mg. Alex Deyvi Tejeda Ponce  
PRESIDENTE

---

Mg. Carlos Enrique Sánchez Huertas  
SECRETARIO

---

Dr. Jorge Eduardo Luján López  
VOCAL

## **DEDICATORIA**

A mi hijo Mateo, luz de mi vida y motivo de mis más grandes sueños, porque parte del tiempo empleado para los estudios durante los semestres académicos, fue su tiempo de juegos y compartir con Papá.

A mi esposa Milagritos, por su aliento y comprensión genuinos a lo largo de este camino, madre virtuosa, excelente profesional y mujer emprendedora.

A mis padres, Rubén y Aída, quienes han sido la guía y el camino para forjarme como la persona que soy y ser mejor cada día, con su ejemplo, dedicación y apoyo incondicional, como sigue siendo hasta el día de hoy.

## **AGRADECIMIENTO**

A la divina providencia por permitirme alcanzar este objetivo y a la Universidad César Vallejo por la formación profesional impartida en sus aulas universitarias, un camino lleno de sacrificios personales y satisfacciones.

Agradecer de manera especial la asistencia y colaboración brindada por el Dr. Jorge Eduardo Luján y Mg. Carlos Enrique Sánchez Huertas, su apoyo, confianza en mi labor y capacidad para guiar mis ideas ha sido un aporte invaluable en el desarrollo de este trabajo.

## **DECLARATORIA DE AUTENTICIDAD**

Yo, Carlos Marxs Vargas Goñas con DNI N° 45957858, a efectos de cumplir con las disposiciones vigentes consideradas en el Reglamento de Grados y Títulos de la Universidad Cesar Vallejo, Facultad de Ingeniería, Escuela Académico Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica, declaro bajo juramento que toda la documentación que acompaño es veraz y autentica.

Así mismo declaro también bajo juramento que todos los datos e información que se presenta en la presente tesis son auténticos y veraces.

En tal sentido asumo la responsabilidad que corresponda ante cualquier falsedad, ocultamiento u omisión tanto en los documentos como de información aportada por lo cual me someto a lo dispuesto en las normas académicas de la Universidad Cesar Vallejo.

Trujillo, Junio 2018

---

Carlos Marxs Vargas Goñas

## **PRESENTACIÓN**

Señores miembros del Jurado:

En cumplimiento del Reglamento de Grados y Títulos de la Universidad César Vallejo presento ante ustedes la Tesis titulada “Optimización de los indicadores calidad de suministro con mantenimiento de red de distribución primaria mediante técnica TcT en el alimentador de media tensión CAO003 Cartavio, Ascope, La Libertad”, la misma que someto a vuestra consideración y espero cumpla con los requisitos de aprobación para obtener el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Eléctrico.

El Autor

## RESUMEN

En esta investigación se presenta una alternativa técnica para optimizar los indicadores de calidad de suministro (interrupciones) de una red de distribución primaria, mediante la elaboración y gestión de un plan de mantenimiento de las instalaciones de media tensión con técnica de trabajos con tensión (TcT), el cual se aplica sin la necesidad de restringir la continuidad del suministro de energía eléctrica, reduciendo drásticamente los costes derivados de la operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica.

El proyecto se desarrolla en el ámbito de responsabilidad de la unidad de negocios La Libertad Norte, perteneciente a la empresa regional de servicio público de electricidad Electro Norte Medio – Hidrandina S.A. (HID), unidad que administra un total de 29 alimentadores de media tensión. Se evaluó la criticidad de esta población en función de los indicadores de performance SAIFI y SAIDI, ENS y costes de ineficiencia, seleccionándose al AMT CAO003 “Cartavio - Chiquitoy” en 13,8 kV como el más crítico de la organización para el periodo 2016, a razón de haber registrado la mayor compensación económica por mala calidad de suministro, ascendente a un total US\$ 103 448.51 dólares americanos, valores SAIFI igual a 34.51 fallas/usuario-año y SAIDI igual a 85.06 horas/usuario-año, superando las tolerancias establecidas por el OSINERGMIN en un 279.2% y 455.3%, respectivamente.

En consecuencia se procedió a implementar el plan de mantenimiento propuesto, evidenciándose la optimización de los indicadores de calidad de suministro al cierre del primer semestre del año 2018, registrándose valores de SAIFI igual 6.5484 fallas/usuario-semester y SAIDI igual a 11.3105 horas/usuario-semester, equivalente a una reducción del orden de 29.33% SAIFI y 68.90% SAIDI de en relación al primer semestre del año 2016, y un 74.06% SAIFI y 76.78% SAIDI respecto al segundo semestre del mismo periodo.

**Palabras clave:** Calidad de suministro, SAIFI, SAIDI, ENS, compensaciones, TcT.

## ABSTRACT

This research presents a technical alternative to optimize supply quality indicators (interruptions) of a primary distribution network, through the development and management of a maintenance plan for medium voltage installations with tension work techniques (TcT), which is applied without the need to restrict the continuity of the electricity supply, drastically reducing the costs derived from the operation and maintenance of the electrical infrastructure.

The project is carried out in the area of responsibility of the business unit La Libertad Norte, belonging to the regional electricity utility Electro Norte Medio - Hidrandina S.A. (HID), unit that manages a total of 29 medium voltage feeders. The criticality of this population was evaluated according to the performance indicators SAIFI and SAIDI, ENS and inefficiency costs, selecting the AMT CAO003 "Cartavio - Chiquitoy" at 13.8 kV as the most critical of the organization for the 2016 period, as a result of having registered the highest economic compensation for poor supply quality, totaling US \$ 103 448.51 US dollars, SAIFI values equal to 34.51 failures/user-year and SAIDI equal to 85.06 hours/user-year, exceeding the tolerances established by OSINERGMIN at 279.2% and 455.3%, respectively.

As a result, the proposed maintenance plan was implemented, evidencing the optimization of supply quality indicators at the end of the first half of 2018, with SAIFI values equal to 6.5484 failures/user-semester and SAIDI equal to 11.3105 hours/user-semester, equivalent to a reduction of 29.33% SAIFI and 68.90% SAIDI in relation to the first semester of 2016, and 74.06% SAIFI and 76.78% SAIDI compared to the second semester of 2016.

Keywords: Quality of supply, SAIFI, SAIDI, ENS, compensations, TcT.



## ÍNDICE

PÁGINA DE JURADO.....	ii
DEDICATORIA .....	iii
AGRADECIMIENTO .....	iv
DECLARATORIA DE AUTENTICIDAD .....	v
PRESENTACIÓN .....	vi
RESÚMEN.....	vii
ABSTRACT .....	viii
I. INTRODUCCIÓN .....	13
1.1. Realidad problemática .....	13
1.2. Trabajos previos .....	15
1.3. Teorías relacionadas al tema.....	19
1.3.1. Registro de datos de interrupciones.....	19
1.3.2. Infraestructura eléctrica de un sistema de distribución primaria .....	20
1.3.2.1. Ubicación del sistema de distribución primaria dentro del SEP .....	20
1.3.2.2. Configuración de un sistema de distribución primaria .....	21
1.3.2.3. Clasificación de los sistemas de distribución, según su construcción .....	28
1.3.2.4. Clasificación de los sistemas de distribución, según sector típico .....	30
1.3.3. Interrupciones en el sistema de distribución .....	31
1.3.3.1. Fallas en el sistema eléctrico de distribución.....	31
1.3.3.2. Interrupciones NTCSE .....	33
1.3.3.3. Clasificación de las interrupciones según Procedimiento 074 - Osinergmin .....	33
1.3.3.4. Causas de las interrupciones .....	34
1.3.4. Software Distribution Analysis and Planning (DAP) .....	34
1.3.5. Calidad de suministro en el Perú .....	38
1.3.5.1. Parámetros eléctricos.....	38
1.3.5.2. Indicadores de calidad de suministro .....	39
1.3.5.3. Compensaciones por mala calidad de suministro.....	43
1.3.6. Mantenimiento de sistemas de distribución con tensión (línea viva) .....	48
1.3.6.1. Tipos de mantenimiento en sistemas de distribución con tensión .....	49
1.3.6.2. Normas técnicas para el trabajo en línea viva .....	55
1.3.6.3. Distancias de seguridad en trabajos con línea viva .....	57
1.3.6.4. Equipos de protección personal para trabajos con línea viva .....	59
1.3.6.5. Técnicas para trabajos con tensión .....	61

1.4. Formulación del problema.....	64
1.5. Justificación .....	64
1.6. Hipótesis.....	65
1.7. Objetivos.....	66
II. MÉTODO.....	67
2.3. Diseño de investigación .....	67
2.4. Variables, Operacionalización.....	67
2.5. Población y muestra .....	70
2.6. Técnicas e instrumentos de recolección de datos .....	70
2.7. Método de análisis de datos.....	73
2.8. Aspectos éticos.....	73
III. RESULTADOS.....	74
3.1. Cálculo de los índices de calidad de suministro, ENS y compensaciones por mala calidad de suministro .....	74
3.1.1. Cálculo típico para un cliente en media tensión .....	76
3.2. Determinación de los AMT críticos de la U.N. La Libertad Norte para el año 2016, en base a sus indicadores de calidad de suministro, ENS y compensaciones .....	82
3.3. Recopilación de datos del sistema de distribución primaria en estudio .....	85
3.4. Evaluación del contexto operacional del sistema de distribución en estudio, mediante software DAP .....	87
3.4.1. Cálculo de flujo de potencia y caída de tensión, mediante software DAP .....	88
3.5. Plan de mantenimiento de la de red de distribución primaria con técnica de Trabajos con Tensión (TcT) .....	92
3.5.1. Registro de interrupciones del AMT CAO003 Cartavio - Chiquitoy .....	93
3.5.2. Ubicación de las fallas que motivaron interrupciones en el diagrama unifilar del AMT CAO003 Cartavio – Chiquitoy .....	93
3.5.3. Inspección minuciosa con cuadrilla de mantenimiento predictivo y TcT .....	95
3.5.4. Elaboración del plan de mantenimiento con técnica TcT .....	98
3.6. Cálculo de los indicadores de calidad de suministro, ENS y compensaciones después de aplicar el plan de mantenimiento con técnica TcT .....	99
3.7. Evaluación económica (beneficio-coste) para implementar una cuadrilla de TcT permanente en la unidad de negocios La Libertad Norte .....	105
IV. DISCUSIÓN.....	108
V. CONCLUSIONES .....	114
VI. RECOMENDACIONES .....	117
VII. REFERENCIAS .....	118
ANEXOS.....	120

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación de sistemas de distribución dentro de un sistema de potencia .....	21
Figura 1.3 Topología radial del sistema de distribución .....	23
Figura 1.6 Construcciones típicas de postes para sistemas aéreos .....	25
Figura 1.7 Conductores eléctricos .....	25
Figura 1.8 Aisladores eléctricos .....	26
Figura 1.9 Tipos de conectores .....	26
Figura 1.11 Componentes típicos de un alimentador aéreo .....	28
Figura 1.12 Interfaz gráfica de DAP .....	35
Figura 1.13 Interfaz submenú búsqueda de escenarios DAP.....	36
Figura 1.14 Cuadro de diálogo para el ingreso de datos del sistema de prueba .....	37
Figura 1.15 Ventana de diálogo DAP que muestra información según tramo de Red .....	38
Figura 1.16 Trabajos de mantenimiento en red aérea de MT .....	49
Figura 1.18 Cámara termográfica Fluke.....	52
Figura 1.19 Criterios de clasificación de fallas, según delta de temperatura .....	52
Figura 1.20 Diagrama de flujo para evaluación de efecto corona.....	54
Figura 1.21 Voltajes nominales y etiquetas, según norma ASTM D-120-14.....	61
Figura 1.22 Trabajos con tensión, método a contacto.....	62
Figura 1.23 Trabajos con tensión, método a distancia .....	63
Figura 1.24 Trabajos con tensión, método a potencial .....	64
Figura 3.1 Ranking de AMT críticos de la U.N. La Libertad Norte .....	84
Figura 3.2 Ranking de AMT críticos de la U.N. en base a los costes de ineficiencia .....	85
Figura 3.3 Clasificación de interrupciones del AMT CAO003, según motivo NTCSE .....	86
Figura 3.4 Celdas de salida SET Santiago de Cao .....	129
Figura 3.5 Estructuras en mal estado de conservación .....	129
Figura 3.6 Sobrecarga de conductores en el AMT CAO003 Cartavio .....	89
Figura 3.7 Tramo de red con mayor sobrecarga dentro del AMT CAO003.....	89
Figura 3.8 Calibre de conductores en el AMT CAO003 Cartavio .....	90
Figura 3.9 Caídas de tensión (% $\Delta$ ) dentro del AMT CAO003.....	91
Figura 3.10 Tramo de red con mayor caídas de tensión (% $\Delta$ ) dentro del AMT CAO003 ..	91
Figura 3.11 Reporte de flujo de potencia del AMT CAO003 Cartavio.....	92
Figura 3.12 Zonificación de puntos de falla en el AMT CAO003 Cartavio .....	94
Figura 3.13 Punto caliente en seccionador tripolar bajo carga .....	95
Figura 3.14 Punto caliente en aisladores de porcelana.....	95
Figura 3.15 Efecto corona en aislador porcelana tipo pin.....	96
Figura 3.16 Efecto corona en aislador porcelana tipo cadena.....	96
Figura 3.31 SAIFI por semestre e instalación de suministro.....	100
Figura 3.32 SAIDI por semestre e instalación de suministro .....	101

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Registros de mantenimiento (Regman) .....	ii
Tabla 1.2 Clasificación de los sistemas de distribución eléctrica, según sector típico .....	30
Tabla 1.3 Naturaleza de una interrupción .....	33
Tabla 1.4 Factores de ponderación de la duración de interrupciones .....	40
Tabla 1.5 Tolerancias de los índices N y D .....	41
Tabla 1.6 Tolerancias de los indicadores SAIFI y SAIDI, según sector típico.....	43
Tabla 1.8 Lista no limitativa de actividades de mantenimiento predictivo .....	50
Tabla 1.9 Lista no limitativa de actividades de mantenimiento preventivo.....	55
Tabla 1.10 Distancias mínimas de acercamiento para trabajos con tensión .....	58
Tabla 1.11 Factor de corrección por altitud .....	58
Tabla 1.12 Equipos de protección personal para trabajos con tensión .....	59
Tabla 1.13 Tensión máxima de uso para equipo de aislamiento de goma .....	60
Tabla 2.1 Operacionalización de las variables de estudio.....	68
Tabla 2.2 Técnicas e instrumentos de recolección de datos .....	71
Tabla 3.1 Indicadores SAIFI y SAIDI en el periodo 2016, según SE y AMT .....	75
Tabla 3.2 Compensaciones por mala calidad de suministro registradas el año 2016.....	75
Tabla 3.3 Cálculo típico para un cliente en media tensión. Caso Pozos Chiquitoy .....	79
Tabla 3.4 Cálculo de la ENS (MW.h) por AMT en función del SAIDI .....	82
Tabla 3.5 Cálculo del coste de reparación por AMT en función al SAIFI .....	83
Tabla 3.6 Ranking de los AMT críticos en base a los costes de ineficiencia .....	83
Tabla 3.7 AMT críticos en base a los costes de ineficiencia.....	85
Tabla 3.9 Componentes que constituyen el AMT CAO003 Cartavio .....	87
Tabla 3.10 Reporte de calidad de tensión (%Δ), mediante software DAP .....	93
Tabla 3.11 Registro de interrupciones del AMT CAO003 Cartavio, periodo 2016 .....	130
Tabla 3.12 Deficiencias derivadas de la inspección minuciosa por parte de grupo TcT ...	98
Tabla 3.13 Plan de mantenimiento de red primaria con técnica TcT .....	99
Tabla 3.14 Comparativo SAIFI y SAIDI 2018-S1, respecto de los resultados del 2016..	100
Tabla 3.15 Disgregación de SAIFI por semestre y responsabilidad .....	101
Tabla 3.16 Disgregación de SAIDI por semestre y responsabilidad.....	101
Tabla 3.17 Comparativo SAIFI <sub>MT</sub> y SAIDI <sub>MT</sub> 2018 S1 con el periodo 2016 .....	102
Tabla 3.18 Comparativo SAIFI <sub>MT</sub> 2018 S1 con relación a las metas OSINERGMIN .....	103
Tabla 3.19 Comparativo SAIDI <sub>MT</sub> 2018 S1 con relación a las metas OSINERGMIN .....	103
Tabla 3.20 Comparativo ENS 2018 S1 respecto al periodo 2016 .....	104
Tabla 3.21 Comparativo de las compensaciones 2018 S1 respecto al periodo 2016.....	104
Tabla 3.22 Comparativo del coste de ineficiencia del S12018 respecto al 2016 .....	105
Tabla 3.22 Ranking AMT críticos del 2018S1, según costes de ineficiencia. ....	105
Tabla 3.24 Evaluación económica para la implementación de una cuadrilla TcT.....	105

## **I. INTRODUCCIÓN**

### **1.1. Realidad Problemática**

En un monopolio regulado como el del sector eléctrico, donde los precios son controlados mediante tarifas, las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica buscan maximizar sus beneficios, garantizando para tal efecto, la calidad de los servicios eléctricos bajo la consideración de cuatro aspectos elementales: calidad de producto (tensión, frecuencia y perturbaciones), calidad de suministro (interrupciones), calidad de servicio comercial (trato al cliente, medios de atención, precisión de la medida) y calidad de alumbrado público (deficiencias de alumbrado público).

De todo ellos, la calidad de suministro es el aspecto más evidente e inmediato, el cual se ha vuelto un tema de vital importancia no solo para las empresas concesionarias, sino también para la actividad económica nacional, regional, la industria local y la comunidad, siendo esta última muy sensible a la pérdida de continuidad del servicio dada la alta dependencia que de este insumo se tiene en todas las actividades de la vida diaria.

En el Perú, el Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección General de Electricidad (DGE) dictó medidas reglamentarias para fijar estándares mínimos de calidad, aprobando la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM y designado al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante OSINERGMIN), como autoridad competente para fiscalizar su fiel cumplimiento. Bajo este contexto, el ente regulador evalúa el desempeño de las empresas concesionarias de distribución, utilizando indicadores individuales que se calculan para periodos de control de un semestre, estos indicadores miden el Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N), la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D) y la Energía Teórica No Suministrada (ENS) a consecuencia de ellas.

Adicionalmente a lo dispuesto por la NTCSE, el OSINERGMIN como parte de sus funciones de fiscalización del sector eléctrico, estableció el “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos” a nivel nacional a través de los indicadores globales SAIFI y SAIDI, aprobado por Resolución de Consejo

Directivo OSINERG N° 074-2004-OS/CD. Este procedimiento de supervisión permite al ente fiscalizador evaluar el desempeño de las empresas concesionarias en relación a la operación de sus instalaciones de suministro, así como disponer la implementación de acciones de mejora continua para cumplir los estándares de calidad de suministro.

Existen diversas maneras para reducir las interrupciones y por ende mejorar la calidad de suministro, una de ellas es a través del mantenimiento de red primaria de distribución con técnica de trabajos con tensión (TcT), el cual se aplica sin la necesidad de restringir la continuidad del suministro de energía eléctrica, reduciendo drásticamente los costes de operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica.

La aplicación del mismo en el presente estudio, se desarrolla en el ámbito de responsabilidad de la unidad de negocios La Libertad Norte, perteneciente a la empresa regional de servicio público de electricidad Electro Norte Medio – Hidrandina S.A. (HID), unidad que registra compensaciones económicas por sumas ascendentes a US\$ 348 761.81 dólares americanos durante el año 2016, como consecuencia de un desempeño deficiente respecto a la calidad de suministro al transgredir las tolerancias establecidas por la NTCSE; siendo así que durante el periodo 2016 presentó valores de SAIFI igual a 34.51 fallas/usuario-año y SAIDI igual a 85.06 horas/usuario-año durante el periodo 2016, superando las tolerancias establecidas por el OSINERGMIN en un 279.2% y 455.3%, respectivamente.

## **1.2. Trabajos Previos**

En materia de este estudio se encontró antecedentes de investigaciones que le hacen referencia como:

Llerena (2017) en su tesis “Mejoramiento de la gestión del mantenimiento preventivo aplicando el análisis de modos de falla, efectos y criticidad en los alimentadores de media tensión de la unidad de negocios Huaraz de la empresa Hidrandina S.A.” para optar al título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista de la Universidad César Vallejo, evaluó la criticidad de 25 alimentadores de media tensión de la empresa concesionaria en función de los indicadores globales SAIFI y SAIDI, ENS, costos promedios de reparación y compensaciones, seleccionando al AMT CHR272 “Marcará” en 13,8 kV como el más crítico de la unidad de negocios para posteriormente aplicar en este un plan de mantenimiento basado en AMEFC con el propósito de mejorar la gestión del mantenimiento preventivo mediante la reducción de los índices de calidad de suministro.

En definitiva, determinó que se obtuvieron valores SAIFI igual a 4.98 fallas/usuario-semester y SAIDI 11.36 horas/usuario-semester durante el primer semestre 2017, en relación al desempeño alcanzado durante el periodo base 2016, en el cual se registraron valores SAIFI igual 54.38 fallas/usuario-semester y SAIDI 17.25 horas/usuario-semester, reducción equivalente al 76.01% y 63.76% para cada periodo control, respectivamente. Del mismo modo, concluye que se logró una disminución promedio en las compensaciones por un orden de US\$ 5,916.98, ENS igual a US\$ 170.94 (dólar/MW.h) y US\$ 1,088.22 dólares americanos en costes de reparación.

(Saune Roncal, 2017) en su tesis “Optimización de los indicadores de calidad de suministro con mantenimiento de líneas energizadas en los alimentadores de media tensión en la ciudad de Trujillo.” para optar al título de Ingeniero Mecánico Electricista de la Universidad César Vallejo, realizó un análisis de 53 alimentadores de media tensión de la empresa concesionaria, basándose en los indicadores de performance SAIFI y SAIDI, el costo medio de reparación por AMT y las compensaciones, sindicando a un total de 11 alimentadores críticos los

cuales en conjunto representan el 51.32% de los costos que generan las interrupciones. Se destaca entre ellos el AMT VIR002 Virú con compensaciones que suman un total de US\$ 62,746.79, equivalentes al 10.89% de los costos de ineficiencia durante el año 2016.

Ejecutó el mantenimiento preventivo de la red de distribución con línea viva, con el objetivo de optimizar los indicadores de calidad de suministro, finalizada esta etapa obtuvo valores SAIFI igual 9.17 fallas/usuario-semester y SAIDI igual 36.07 horas/usuario-semester durante el primer semestre del año 2017, en relación a los valores registrados durante el primer semestre 2016: SAIFI 25.52 fallas/usuario-semester (-64.1%) y SAIDI 44.63 horas/usuario-semester (-12.5%) y el segundo semestre 2016: SAIFI 23.22 fallas/usuario-semester (-60.5%) y SAIDI 75.54 horas/usuario-semester (-48.3%), respectivamente. Se redujeron las compensaciones en un orden del 14% respecto al primer semestre 2016 y 91% respecto al segundo semestre 2016, traduciéndose en un ahorro promedio de US\$ 17,529.69 dólares americanos.

Sayas, Jané y Coronel (2014) en su artículo "Impacto de los Equipos de Seccionamiento, Protección e Indicadores de Falla en los Índices de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución" para el Congreso Internacional de Distribución Eléctrica; llevado a cabo en la ciudad de Buenos Aires, Argentina; evaluaron el impacto de ubicar convenientemente equipos de seccionamiento, protección e indicadores de falla en una red de distribución con el fin de mejorar su confiabilidad, empleando para tal efecto algoritmos previamente modelados y programados con el software DlgSilent Power Factory, software de simulación de sistemas eléctricos de potencia.

Aplicaron los técnicas propuestas en siete (07) sistemas de distribución radiales aéreos, llegando a concluir lo siguiente: Ubicando convenientemente los seccionadores a través del programa, el índice SAIDI se reduce entre 4.80 horas/usuario-año y 29.9% respecto al caso inicial para los sistemas eléctricos analizados; asimismo indicaron que con la instalación de indicadores de falla, el índice SAIDI se reduce entre 29.40 horas/usuario-año y 57.22% respecto al caso



inicial. Igualmente, evidenciaron que con la implementación de equipos de protección ubicados adecuadamente por el programa, los índices SAIFI presentaron una reducción de entre 9.23 fallas/usuario-año y 34.54% respecto al caso inicial de los sistemas eléctricos analizados; asimismo analizados los índices SAIDI se reducen entre 32.34 horas/usuario-año y 63.71% en relación al caso de estudio inicial.

(Collantes Véliz, 2010) en su tesis “Análisis de mejora de la Confiabilidad de los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica de Alta Densidad de Carga” para optar al grado de Maestro en Ciencias de la Universidad Nacional de Ingeniería, realizó un análisis sobre alimentadores en media tensión representativos de los sistemas de distribución de alta densidad de carga del Perú, con el objeto de establecer sus indicadores SAIFI y SAIDI, que expresen un equilibrio óptimo entre coste y confiabilidad con la ayuda del método trade-off/risk. Al respecto, seleccionó alimentadores representativos de un total de 515 existentes en el mercado eléctrico, empleando para tal efecto una estratificación simple de los mismos por densidad de carga, a efectos de reflejar sus características técnicas y comerciales. De este análisis inicial, determinó los resultados de la evaluación de la confiabilidad del alimentador representativo de muy alta densidad de carga, según detalle: SAIFI igual 0.29 fallas/usuario-año, un SAIDI igual a 2.82 horas/usuario-año y una ENS de 5.55 MW.h/año sin considerar la colocación de equipos de protección y seccionamiento.

Finalmente, obtuvo los indicadores SAIFI y SAIDI de los sistemas de distribución eléctrica de alta densidad de carga del Perú, que respondan a un equilibrio óptimo entre costo y confiabilidad, llegando a concluir lo siguiente: Los índices SAIFI y SAIDI que expresan un equilibrio óptimo entre coste y confiabilidad y permitirán impulsar la mejora de la confiabilidad de los sistemas de distribución son 2.78 fallas/usuario-año y 8.60 horas/usuario-año, por lo tanto, el investigador indicó que para alcanzar dichos indicadores se requiere de un financiamiento estimado en US\$ 12 688.00 dólares americanos. Consideró también como opción de mejora de la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica de alta densidad de carga, la colocación de equipos de seccionamiento y protección; para

AMT subterráneos la opción óptima correspondía al uso de seccionadores bajo carga en la troncal del AMT, seccionadores bajo carga con fusible limitador en sus laterales y alimentaciones alternativas manuales.

(Ayre Sánchez, 2005) en su tesis “Evaluación de la Confiabilidad mediante el Método de Modo de Fallas y Ubicación Óptima de Seccionadores en una Red de Distribución de Energía Eléctrica” para optar al título profesional de Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional de Ingeniería, desarrolló una metodología para evaluar los índices de confiabilidad en un red de distribución –aplicado a cuatro (04) alimentadores de media tensión de la empresa de distribución Electro Oriente S.A.– y desarrolló un programa digital de análisis, que determinó la cantidad y ubicación de seccionadores en una red de distribución.

La mayor parte de cargas que contienen los cuatro alimentadores son: cargas industriales, hospitales; los cuales deben tener un alto nivel de confiabilidad, por ello, analizó el incremento del mejoramiento del suministro eléctrico cuando se añadieron dichos seccionadores en la red de distribución y más aun siendo estos automáticos. Finalmente, realizada la aplicación para cuatro alimentadores de distribución ubicados en la ciudad de Iquitos, concluyó lo siguiente: Los índices de confiabilidad en el estado actual, presentan un incremento de la duración de interrupciones para el año 2001 en el alimentador A1, en cambio en los alimentadores A2, A3 y A4 disminuyen. Estableció que la duración de interrupciones se encuentra dentro de los valores establecidos por para norma, respecto a los cuatro alimentadores materia de estudio. Respecto a los AMT A1 y A2, estipuló instalar un seccionador de línea y uno de enlace, con los cuales registró un ahorro de S/ 48 495.00 soles y optimización en el indicador SAIDI de 3.194 horas/usuario-año a 1.706 horas/usuario-año.

Por otra parte, respecto a los AMT A3 y A4, estableció colocar un seccionador de línea y uno de enlace, con los cuales registró un ahorro de S/ 56 656.00 y optimización del indicador SAIDI de 1.910 horas/usuario-año a 1.206 horas/usuario-año; en cuanto a la evaluación económica, el monto total de la inversión asciende a US\$ 101,125.00 con un tiempo de retorno de la inversión en 39 meses.

### **1.3. Teorías relacionadas al tema**

#### **1.3.1. Registro de datos de Interrupciones**

##### **1.3.1.1. Módulo Optimus NGC**

Se nombra así al Sistema de Gestión Comercial de Servicios del grupo Distriluz, holding comprendido por las empresas del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE): Ensa, Enosa, Electrocentro e Hidrandina. Esta aplicación corporativa acoge información técnico-comercial empleada para los distintos reportes requeridos por la NTCSE y los procesos de negocio de cada empresa del grupo.

En este sistema informático se almacenan los registros históricos de interrupciones acontecidas dentro de la concesión de cada firma, cada registro contiene el motivo de interrupción, el elemento eléctrico de origen, el número de clientes afectados, la potencia media interrumpida, fechas y horas de salida y reposición, entre otros. Tiene como elementos de entrada la atención de llamadas telefónicas a través de la plataforma serviluz, tomadas de parte de los abonados, entes fiscalizadores y personal propio; así como registros de interrupciones generadas en las instalaciones de baja, media y alta tensión gestionadas por el Centro de Control de Operaciones; indicadores de calidad de suministro, registros RDI, PIN, RIN, etc., solicitados por la NTCSE y montos de compensación por mala calidad de suministro conferidas a los usuarios finales como consecuencia de transgredir las tolerancias establecidas.

##### **1.3.1.2. Centro de Control de Operaciones (CCO)**

Subproceso dependiente de la Unidad de Control de Operaciones (UCO) de la empresa concesionaria, anexa a la Gerencia Técnica y encargada de reportar, coordinar, vigilar y gestionar cualquier evento que se suscite en las instalaciones de suministro (generación, transmisión y distribución) con la finalidad de:

- Reducir los costos derivados de la falta de calidad de suministro.
- Mejorar la confiabilidad de las instalaciones de suministro.

- Mejorar la organización y los métodos de trabajo, volviéndolos más eficaces y con procedimientos de trabajos estandarizados y seguros.
- Atender las necesidades de los clientes oportunamente, con un servicio de calidad.
- Incrementar la producción de generación hidráulica.

El centro de control de operaciones fiscaliza de forma indisoluble el contexto operacional de la red de distribución y sus parámetros eléctricos, interviniendo en las variables de control a fin de garantizar la continuidad del suministro de energía eléctrica o para coordinar el restablecimiento del servicio en caso de que este tenga una interrupción imprevista.

#### **1.3.1.3. Registro de mantenimiento (Regman)**

Hoja de cálculo donde se registran los programas anuales de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de las diferentes unidades técnicas a nivel empresa, adscritas al Proceso P12 Mantenimiento del Sistema Eléctrico, bajo el liderazgo de la Gerencia Técnica de la entidad (tabla 1.1, anexo A). Se utilizan posteriormente durante el proceso de generación de las respectivas órdenes de mantenimiento, mediante las cuales se autoriza el uso de los recursos para la atención de las actividades.

### **1.3.2. Infraestructura eléctrica de un sistema de distribución primaria**

#### **1.3.2.1. Ubicación del sistema de distribución primaria dentro del sistema eléctrico de potencia**

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) comprende las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, siendo su tarea principal el transporte de esta energía desde los centros de generación hasta los centros de expendio y por último entregarla al beneficiario final de forma segura y con estándares de calidad exigidos (Ramírez Castaño, Redes de Distribución de Energía, 2004).

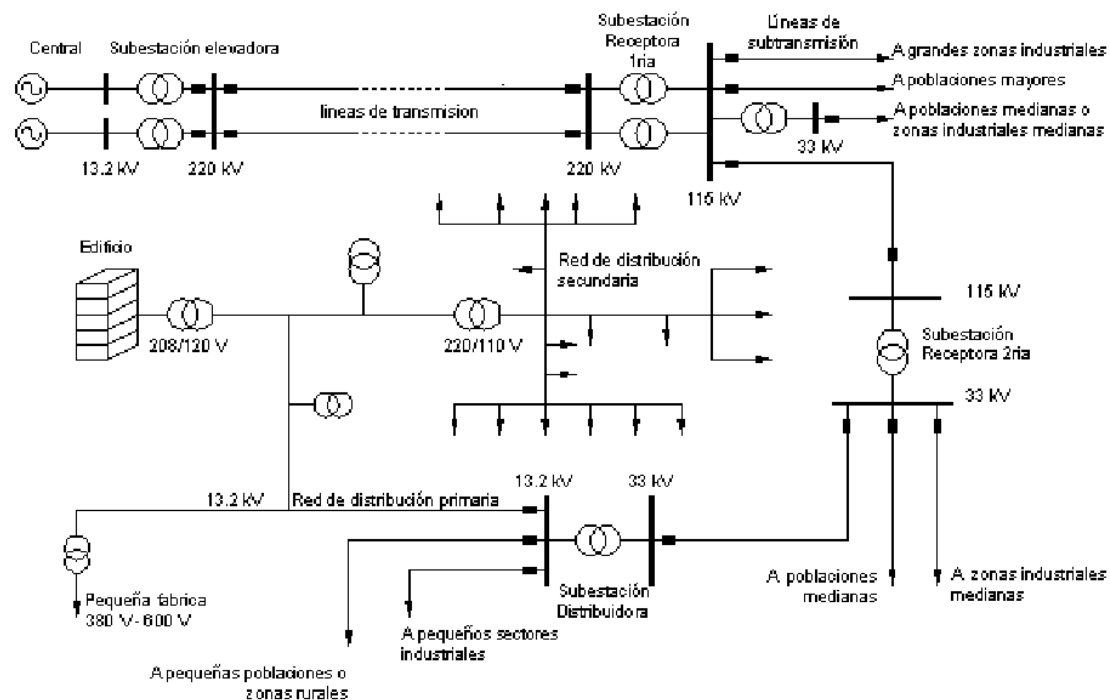


Figura 1.1 Ubicación de sistemas de distribución dentro de un sistema de potencia.

Para ubicar el sistema de distribución, observemos el esquema de un sistema de potencia, referenciado en la figura 1.1, donde podemos distinguir un conjunto de elementos que tienen como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible.

### 1.3.2.2. Configuración de un sistema de distribución primaria

Los circuitos de distribución se encuentran dispuestos en muchas configuraciones diferentes y longitudes de circuito, siendo que la mayoría comparte muchas características comunes. La figura 1.2, muestra un circuito de distribución “típico”, donde podemos apreciar una barra principal de 138 kV, transformadores de potencia, una barra de transferencia en 12,47 kV, circuitos primarios y derivaciones laterales que atenderán a complejos industriales, poblaciones mayores y zonas rurales.

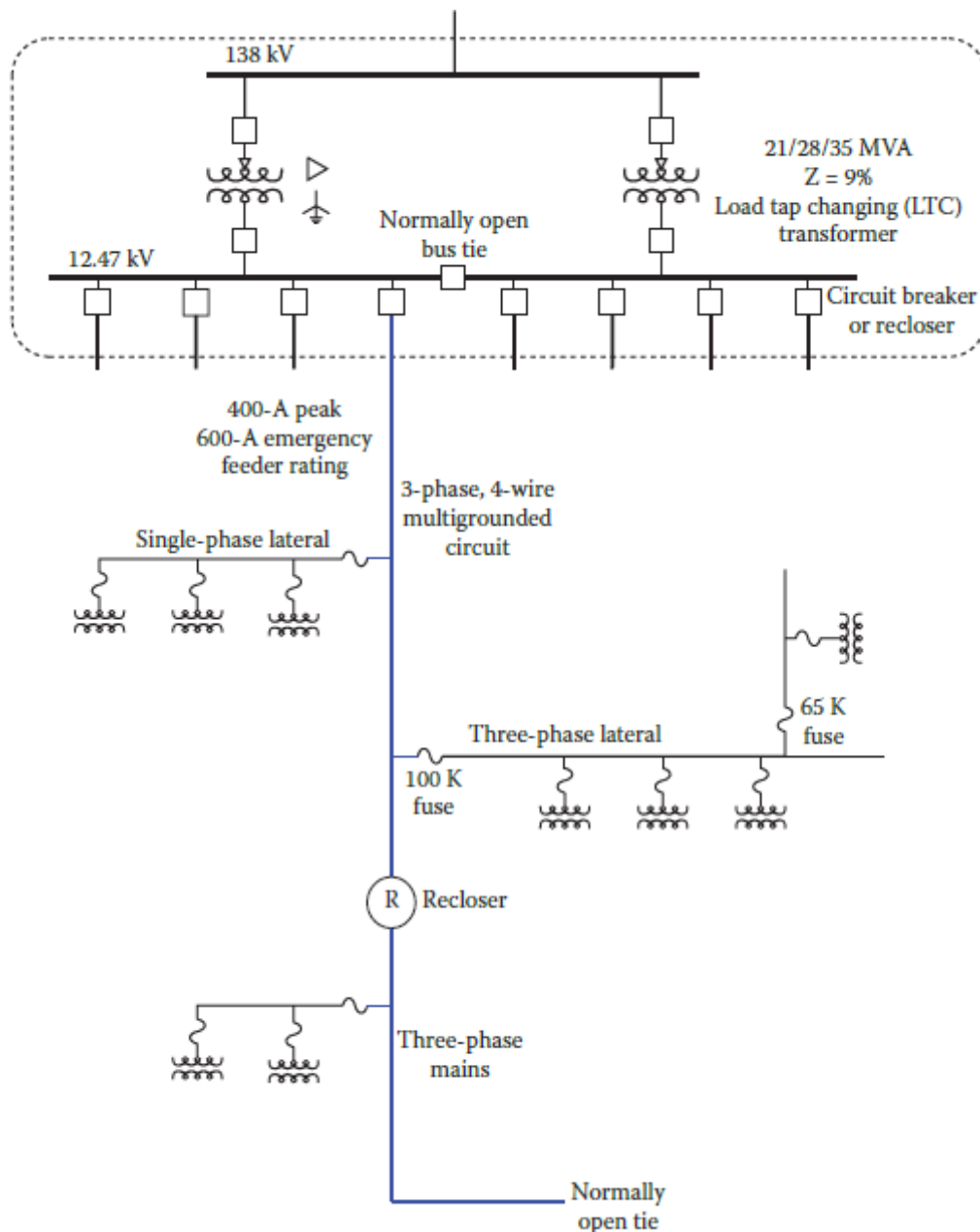


Figura 1.2 Subestación de transformación típica con uno de los varios alimentadores mostrados (Short, 2014).

#### 1.3.2.2.1. Topología básica de un sistema de distribución

- a. Alimentador primario radial (alimentador principal): Es el más simple, común y de más bajo costo y por lo tanto, pueden tener una ramificación extensa. La confiabilidad del servicio es baja, ya que de sobrevenir una falla en algún componente de la red, esta causa el corte del servicio de muchos usuarios.

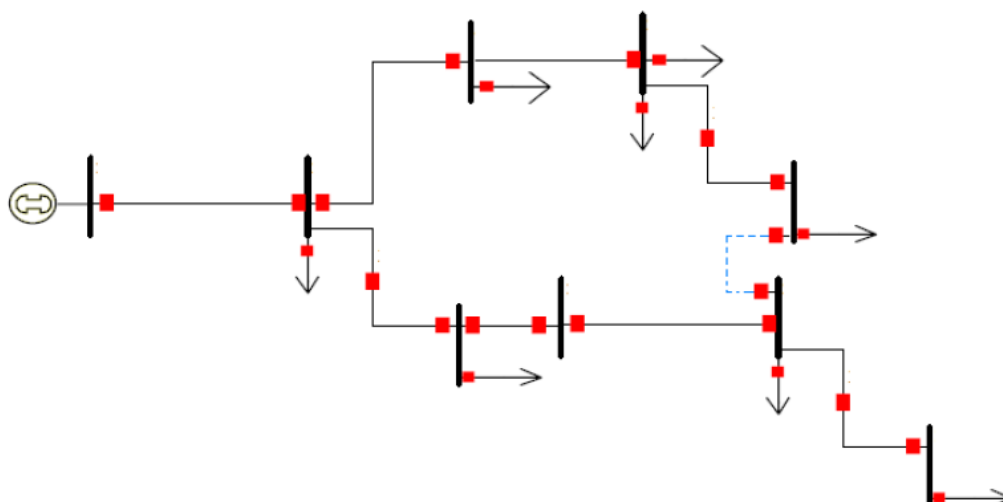


Figura 1.3 Topología radial del sistema de distribución

- b. Anillo primario: Generalmente la sección del conductor es el mismo en toda la red y debe transportar la carga de las 2 mitades del anillo. En esta configuración, algún tramo del alimentador puede aislarse sin restringir el servicio y las fallas son mermadas en su duración a solo el tiempo necesario para ubicar la falla y hacer las maniobras necesarias para reponer el servicio.

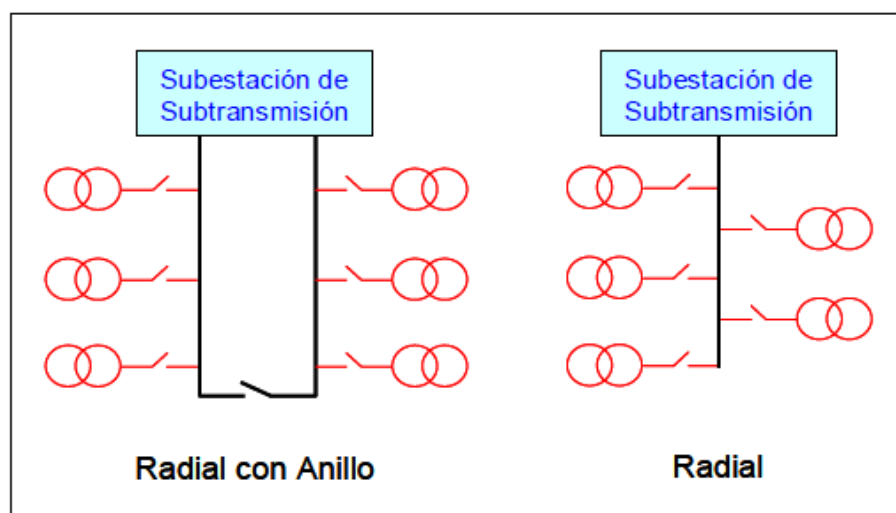


Figura 1.4 Topología típica de alimentadores de media tensión anillado.

- c. Derivaciones laterales: Llamadas también ramales o líneas de derivación; se desprenden del alimentador principal por medio de un equipo de seccionamiento y protección. Dependiendo del tamaño de la carga y del tipo

de transformadores que alimentan pueden ser monofásicos, bifásicos o trifásicos.

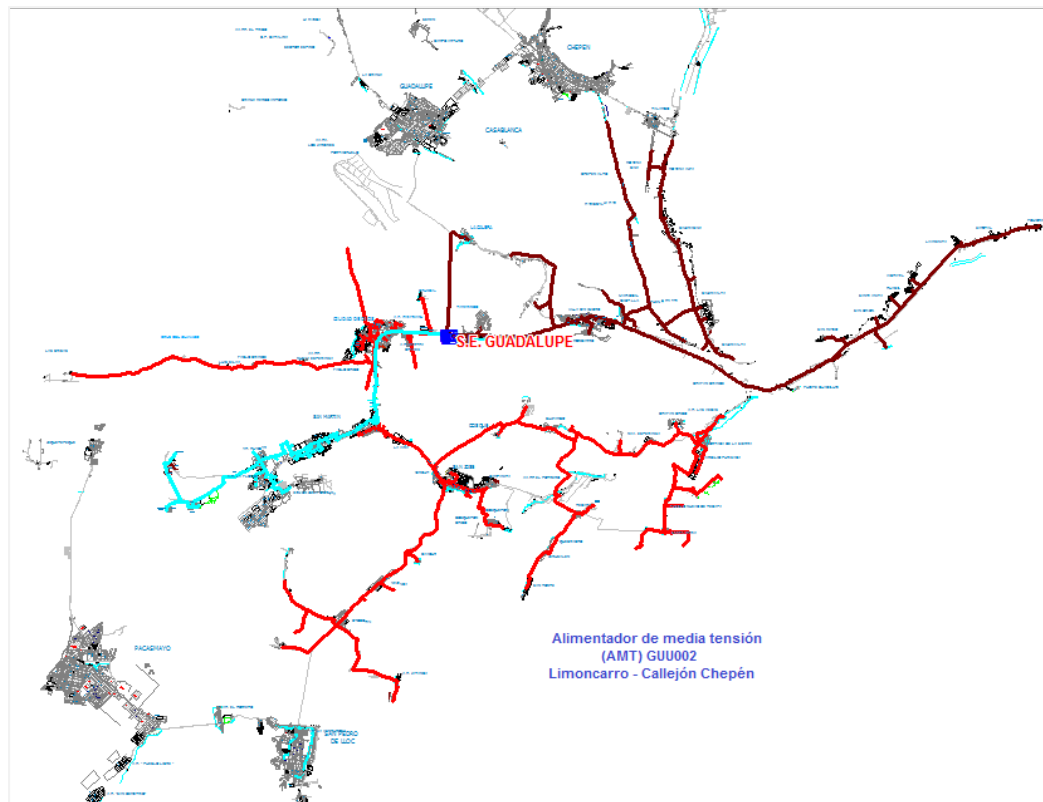


Figura 1.5 Recorrido de un AMT típico

#### 1.3.2.2.2. Componentes de un alimentador

Los alimentadores constan de muchos tipos de componentes, todos jugando un rol interconectado en la confiabilidad de la distribución de energía eléctrica.

- a) Transformador de distribución: Máquinas estáticas que tienen la misión de transferir, mediante un campo electromagnético alterno, la energía eléctrica de un sistema con determinada tensión, a otro sistema con tensión deseada para su utilización manteniendo la frecuencia constante (Ras Oliva, 1991, pág. 25).
- b) Postes: Admiten equipos de distribución aérea y son una parte importante de todos los sistemas aéreos. La mayoría de los postes son de madera tratada, pero también se utilizan concreto, acero, materiales compuestos y otros materiales. (Brown, 2009, pág. 33)



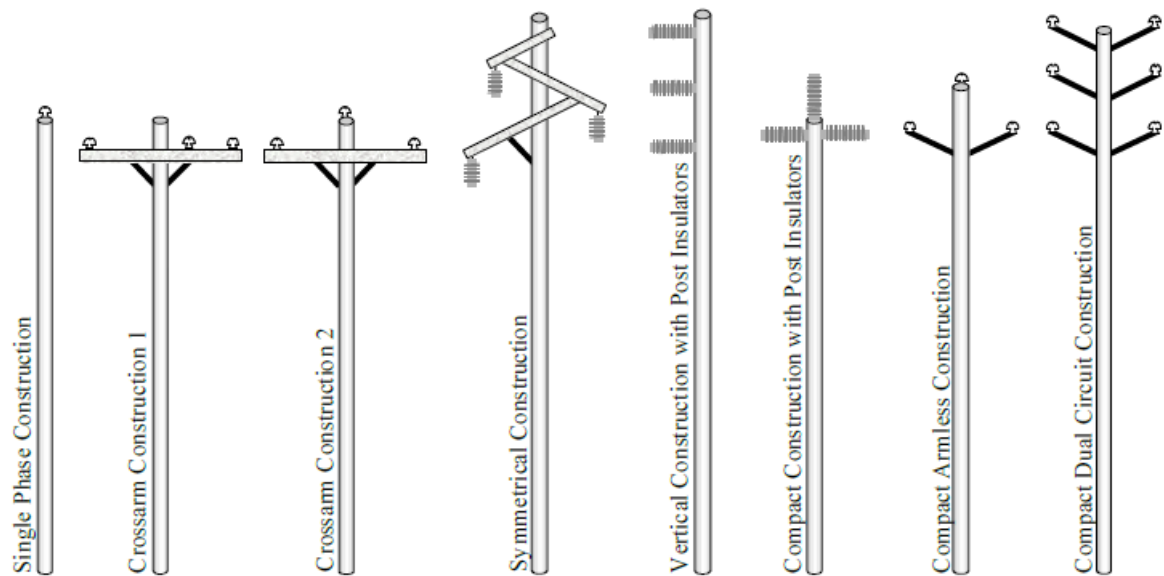


Figura 1.6 Construcciones típicas de postes para sistemas aéreos

- c) Conductores eléctricos: Llevan corriente de carga en un sistema aéreo y se clasifican principalmente por aislamiento, tamaño, trenzado, material (cobre, aluminio o aleaciones), impedancia y ampacidad. (Brown, 2009, pág. 34)



(a) Cobre



(b) Aluminio

Figura 1.7 Conductores eléctricos. De izquierda a derecha: (a) Conductor de cobre y (b) conductor de aluminio trenzado.

Fuente: [https://es.made-in-china.com/co\\_yifangcable/product\\_All-Aluminum-Alloy-Conductor-AAAC-Conductor\\_huouurgsy.html](https://es.made-in-china.com/co_yifangcable/product_All-Aluminum-Alloy-Conductor-AAAC-Conductor_huouurgsy.html)

- d) Aisladores: Elementos que proporcionan separación física (distancias de seguridad) y cumplen la función de sujetar mecánicamente el conductor eléctrico manteniéndolo aislado de tierra y de otros conductores. Se encuentran a la intemperie y funcionan bajo diferentes condiciones ambientales que los hacen propensos a múltiples tipos de contaminación.

Materiales de fabricación: porcelana, vidrio templado y materiales compuestos (fibras de vidrio y resina, etc.)



Figura 1.8 Aisladores eléctricos

Fuente: <http://www.melbat.com/catalogoftp/Catalogo%20Melbat%202013.pdf>

- e) Conectores: Elementos de apriete que permite unir circuitos eléctricos. Se encuentran disponibles comercialmente en distintos tipos: cobre – cobre, aluminio – aluminio, cobre – aluminio, según el conductor a empalmar.

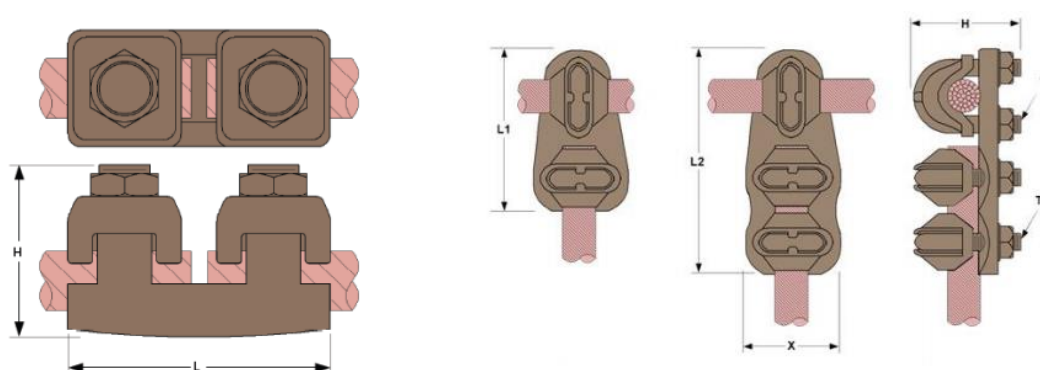


Figura 1.9 Tipos de conectores. De izquierda a derecha: (a) conector de aleación de  $Cu$  para empalme de dos conductores, (b) Conector en “T” para unir derivaciones a la troncal.

Fuente: [http://www.deltaconectores.com/catalogo/CAT\\_DELTA\\_CONECTORES.pdf](http://www.deltaconectores.com/catalogo/CAT_DELTA_CONECTORES.pdf)

- f) Seccionador fusible (Cutout): Dispositivo de apertura y cierre sin carga, para reconfigurar un sistema de distribución primario. Están diseñados para la protección de transformadores y otros equipos en circuitos hasta 34,5 kV y 200 A continuos, cumpliendo con las normas ANSI C37.41-1987 y ANSI C37.42-1981 (Ramírez Castaño, Redes de Distribución de Energía, 2004).

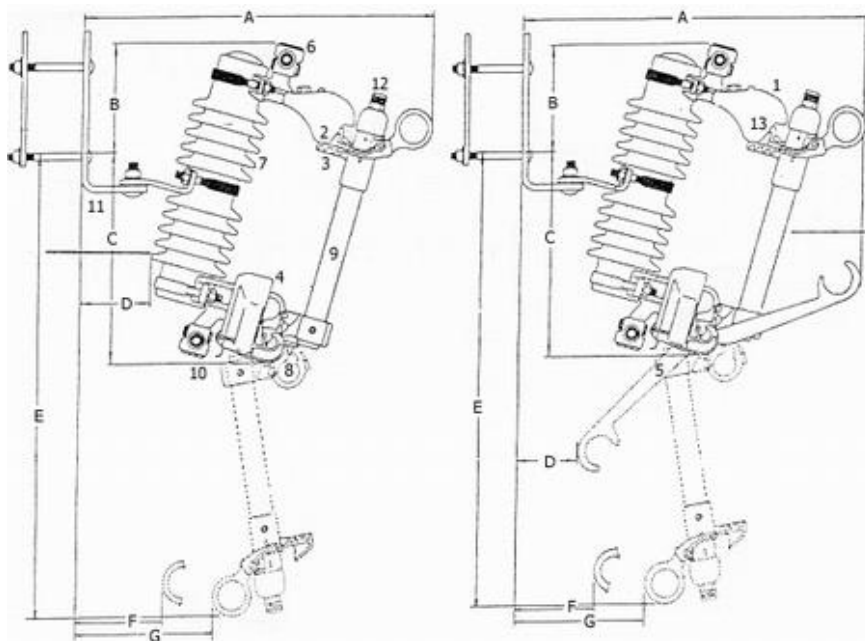


Figura 1.10 Seccionador fusible tipo intemperie, usado en redes aéreas.

- g) Seccionalizador: Equipo de maniobra de uso interior o exterior, capaz de operar bajo carga, fabricados hasta 36kV acordes con la norma IEC 62271-103, utilizando ruptores de alta capacidad mediante mecanismo de resortes, extinguiendo el arco en aire, aceite o SF6. Normalmente utilizado en conjunto con un reconectador (o interruptores con relés de reenganche) para aislar automáticamente las secciones con falla de los alimentadores de media tensión (Brown, 2009, pág. 37).
- h) Reconectador (automatic circuit recloser): Dispositivo que al detectar una condición de sobrecorriente interrumpe el flujo de energía y, transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, restableciendo el servicio en el circuito protegido. De persistir la condición de falla, el

restaurador repite la secuencia de cierre-apertura un número de 4 veces como máximo, inmediatamente después de la cuarta operación de apertura, la unidad queda en posición lockout ó “abierto definitivamente” (Ramírez Castaño, Redes de Distribución de Energía, 2004).

- i) Interruptor automático (con recierre): Es un dispositivo de apertura o recierre mecánico capaz de soportar tanto la corriente de operación normal como las altas corrientes durante un tiempo específico, debido a fallas en el sistema.

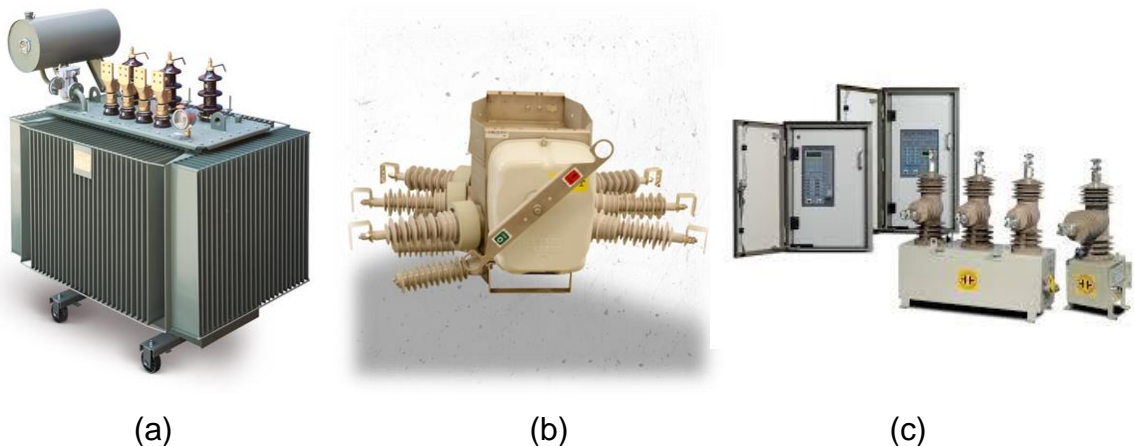


Figura 1.11 Componentes típicos del alimentador aéreo. De izquierda a derecha: (a) transformador de distribución, (b) seccionalizador tripolar bajo carga SF6 27 kV y un (c) reconectador automático con cámaras de interrupción en vacío.

### 1.3.2.3. Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a su construcción

**a. Redes de distribución primarias aéreas:** Ramírez (2004, p. 6) indica que en esta modalidad, el conductor eléctrico que usualmente es desnudo, va soportado a través de aisladores instalados en crucetas, en postes de material concreto o de madera.

Al comparársele con el sistema subterráneo tiene las siguientes ventajas:

- Son las más comunes y materiales de fácil consecución.
- Fácil localización de fallas.
- Costo inicial más bajo.

- Fácil mantenimiento.
- Tiempos de construcción más bajos.

Y tiene las siguientes desventajas:

- Menor seguridad (ofrece más peligro para los transeúntes).
- Menor confiabilidad.
- Mal aspecto estético.
- Son susceptibles de fallas y cortes de energía ya que están expuestas a: descargas atmosféricas, lluvia, granizo, polvo, temblores, brisa salina, vientos, contactos con cuerpos extraños, choques de vehículos, vandalismo, etc.

#### **b. Redes de distribución subterráneas**

Según Ramírez (2004, p. 7) estas son empleadas en zonas donde por razones de estética, urbanismo, congestión o condiciones de seguridad no es aconsejable la implementación de un sistema aéreo. Actualmente el sistema subterráneo es competitivo frente al sistema aéreo en zonas urbanas céntricas.

Tiene las siguientes ventajas:

- No están expuestas a vandalismo.
- Son más estéticas, pues no están a la vista.
- Alta confiabilidad de la instalación.
- Son mucho más seguras.

Tienen las siguientes desventajas:

- Están expuestas a la humedad y a la acción de los roedores.
- Se dificulta la localización de fallas.
- Alto costo de inversión inicial.
- El mantenimiento es más complicado y tiempos de reparación más prolongados.

Los conductores utilizados son aislados de acuerdo al voltaje de operación y conformados por varias capas aislantes y cubiertas protectoras. Estos cables

están directamente enterrados o instalados en bancos de ductos (dentro de las excavaciones), con buzones de inspección y registro en intervalos regulares.

#### **1.3.2.4. Clasificación de los sistemas de distribución, según sectores de distribución típicos**

Los sectores de distribución típicos (SDT) “son instalaciones de distribución eléctrica con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como en los costos de inversión, operación y mantenimiento” (Ministerio de Energía y Minas del Perú [MINEM], 1992, p. 41). Por tanto, una concesión puede estar conformada por uno o más sectores de distribución típicos.

Para la fijación tarifaria del VAD y cargos fijos para el periodo noviembre 2013 – octubre 2017, el OSINERGMIN remitió su propuesta de sectores típicos a la Dirección General de Electricidad (DGE) del MEM, entidad que mediante Resolución Directoral N° 154-2012-EM/DGE, de fecha 06 de julio de 2012, estableció los sectores típicos para la fijación mencionada. Los sectores típicos establecidos son:

Tabla 1.2 Clasificación de los sistemas de distribución eléctrica, según sector típico

<b>Sectores de Distribución Típicos (SDT)</b>	<b>Descripción</b>
1	Urbano de alta densidad
2	Urbano de media densidad
3	Urbano de baja densidad
4	Urbano rural
5	Rural de media densidad
Sistemas Eléctricos Rurales (SER)	SER calificados según la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (LGER) y su Reglamento
Especial	Coelvisac (Villacurí)

Fuente: Artículo 1° de la Resolución Directoral N° 154-2012-EM/DGE

### **1.3.3. Interrupciones en el sistema de distribución**

Según (Roos, 2005), la interrupción del servicio de electricidad a un cliente implica una reducción en la magnitud del voltaje a cero en el punto de entrega del cliente.

#### **1.3.3.1. Fallas en el sistema eléctrico de distribución**

Según (Ramírez Castaño, Protección de Sistemas Eléctricos, 2003), se define el término falla como cualquier cambio no planeado en las variables de operación de un sistema de distribución, también es llamada perturbación y es causada por: falla en el sistema de distribución (cortocircuito), falla extraña al sistema de potencia (en equipo de protección), falla de la red (sobrecarga, fluctuación de carga, rayos, contaminación, sabotajes, daños).

##### **a. Consecuencias de las fallas**

Al cambiar las condiciones de operación de un sistema eléctrico se presentan consecuencias no deseadas que alteran el equilibrio esperado, ellas son:

- Corrientes de cortocircuito
- Fluctuaciones severas de voltaje.
- Desbalanceos que ocasionan operación indebida de equipos.
- Fluctuaciones de potencia.
- Inestabilidad del sistema de potencia.
- Prolongados cortes de energía que causan desde simples incomodidades, hasta grandes pérdidas económicas a los usuarios.
- Daños graves a equipos y personas.
- Aparición de tensiones peligrosas en diferentes puntos del sistema.

##### **b. Causas de las fallas**

- Sobrevoltajes debido a descargas atmosféricas.
- Sobrevoltajes debido a suicheo y a la ferorresonancia.
- Rompimiento de conductores, aisladores y estructuras de soporte debido a vientos, sismos, hielo, árboles, automóviles, equipos de excavación, vandalismo, etc.

- Daño de aislamiento causado por roedores, aves serpientes, etc.
- Incendio.
- Fallas de equipos y errores de cableado.

### c. Clases de fallas

**1. Fallas temporales o transitorias:** Son las fallas que pueden ser despejadas antes de que ocurran serios daños, o porque se auto despejan por la operación de dispositivos de despeje de falla que operan lo suficientemente rápido para prevenir daños. Ejemplos: arqueos en la superficie de los aisladores por descargas atmosféricas, balanceo de conductores y contactos momentáneos de ramas de árboles con los conductores.

**2. Fallas permanentes:** Para (Brown, 2009) son aquellas fallas con duración suficiente como para que los parámetros del circuito o parte del sistema en falla causan interrupciones sostenidas, al menos a algunos clientes. Ejemplos: contacto entre dos o más conductores desnudos en un sistema aéreo debido a ruptura, crucetas o postes; los arcos entre fases, entre otros.

En sistemas subterráneos la mayoría de las fallas son de naturaleza permanente ya que la desconexión a pesar de la velocidad de desenergización, no restaura la fortaleza del aislamiento del equipo fallado (Ramírez Castaño, Protección de Sistemas Eléctricos, 2003).

**3. Fallas simétricas:** Las fallas simétricas involucran las tres fases del sistema, esto es, las fallas trifásicas (L-L-L) y las fallas trifásicas a tierra (L-L-L-T) con impedancias simétricas a la falla, dejando el sistema eléctrico balanceado (J. Grainger & Stevenson Jr., 1996).

**4. Fallas asimétricas:** Consisten en condiciones desbalanceadas tales como cortocircuitos asimétricos, fallas asimétricas a través de impedancias o conductores abiertos (J. Grainger & Stevenson Jr., 1996). Las fallas que pueden ocurrir son:

- Fallas monofásicas a tierra o línea a tierra (L-T).



- Fallas línea a línea (L-L).
- Fallas línea a línea y a tierra o doble línea a tierra (L-L-T).

### **1.3.3.2. Interrupciones NTCSE**

Según (Ministerio de Energía y Minas del Perú, DGE, 1997), la calidad de suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio; asimismo, establece el periodo de control de interrupciones en seis (06) meses calendario de duración. Por tanto, para evaluar la calidad de suministro se tomarán en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. Para efectos de la norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (03) minutos, ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.

### **1.3.3.3. Clasificación de las interrupciones según Procedimiento 074 - Osinergmin**

La entrega de información adicional a lo reportado por aplicación de la NTCSE por parte de las empresas concesionarias de distribución referidos a interrupciones por fallas, maniobras e indisponibilidades de las instalaciones eléctricas de Generación, Transmisión o Distribución que afecten al suministro del servicio público de electricidad. Estas interrupciones se clasifican según lo estipulado en el “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, aprobado por Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 074-2004-OS/CD, y sus modificatorias (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2004, pág. 7). Para efectos de la norma, la tabla 1.3 clasifica estas interrupciones según su naturaleza, tal como sigue:

Tabla 1.3 Naturaleza de la interrupción

<b>Código</b>	<b>Descripción</b>
PM	Programado, Mantenimiento

PE	Programado, Expansión o reforzamiento
NF	No programado, Falla
NO	No programado, Operación
NT	No programado, acción de Terceros
NC	No programado, Fenómenos naturales

Fuente: Anexo 03, Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 177-2012-OS/CD

#### **1.3.3.4. Causas de las interrupciones**

Para (Brown, 2009), las interrupciones del cliente son causadas por una amplia gama de fenómenos que incluyen fallas en los equipos, animales, árboles, clima severo y error humano.

Estas causas se encuentran codificadas por el OSINERGMIN en el Anexo 2 de la modificatoria del “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos, aprobado por Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 074-2004-OS/CD”; modificatoria aprobada por Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 177-2012-OS/CD. Para mayor detalle de lo antes descrito, ver tabla 1.4 (anexo B)

#### **1.3.4. Software Distribution Analysis and Planning (DAP)**

DAP es un software en ambiente GIS – Geographic Information System que utiliza los mapas de “Google Maps” y “Open Street Map” de libre acceso como capa base para el análisis y planeamiento de sistemas eléctricos de distribución.

##### **1.3.4.1. Funciones de simulación**

DAP incorpora una gran variedad de funciones de simulación que se listan a continuación:

- Flujo de potencia
- Análisis de redes de bajo voltaje
- Análisis de confiabilidad
- Análisis de fallas

- Optimización de redes de distribución
- Análisis de estabilidad de voltaje
- Análisis de contingencias
- Modelado de dispositivos electrónicos de potencia
- Creación de sistemas eléctricos
- Compatibilidad con otros programas de simulación como Cymdist.

Todas procesadas y organizadas conforme a los lineamientos establecidos en la base metodológica de la NTCSE.

#### 1.3.4.2. Interfaz Gráfica

DAP posee una interfaz gráfica muy amigable para el usuario, en ella es posible encontrar diferentes tipos de barras y áreas de trabajo. La figura 1.12 muestra el mapa o cartografía en una ventana de mapa (interfaz) con facilidades de acceso a las opciones del programa de dos formas: a través de menús y a través de iconos.

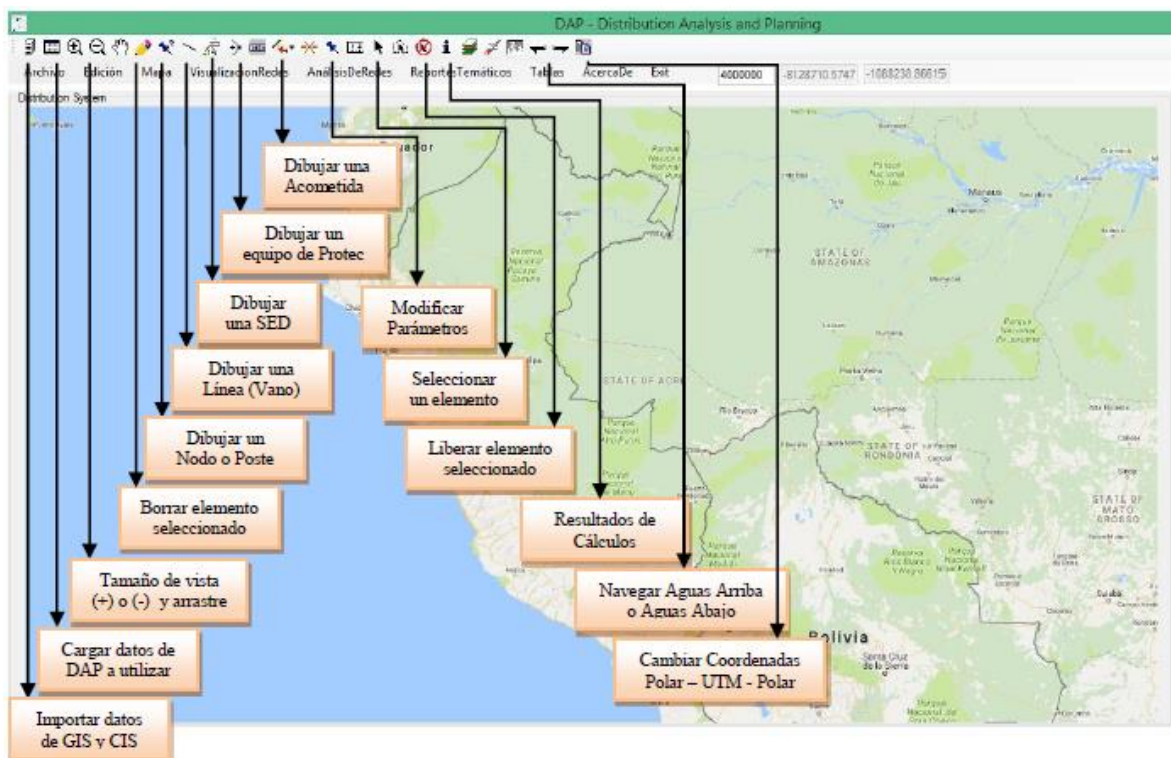


Figura 1.12 Interfaz gráfica de DAP

### 1.3.4.3. Cálculo y Análisis de Flujo de Potencia con el DAP

#### a. Abrir escenarios

Se puede acceder mediante el ícono de “Abrir Datos de Escenario”, los datos de las redes MT y BT que se tienen en la Base de Datos DAP, se encuentran almacenados en el servidor de datos.

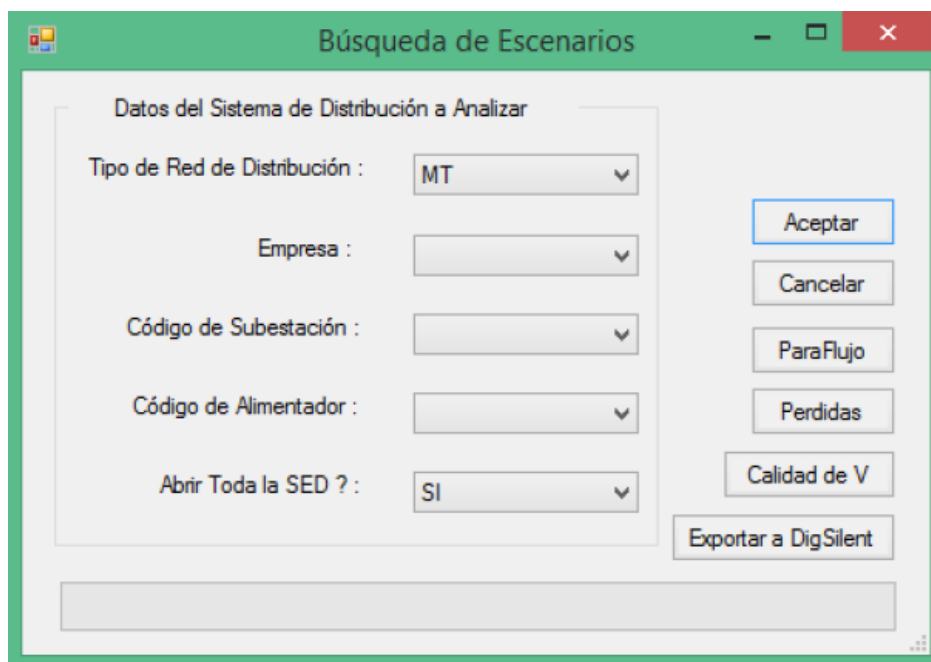


Figura 1.13 Interfaz submenú búsqueda de escenarios DAP

Posteriormente, se tendrá que elegir el nivel de tensión, la sub estación de potencia o de distribución y el alimentador de MT / BT. Se recomienda abrir un alimentador o circuito para realizar cálculos de flujo de potencia, en caso de ya haber realizado los cálculos con anterioridad entonces si se puede abrir toda una SET o una SED con la opción “¿Abrir Toda la SED?” (NO/SI), a fin de visualizar los resultados del análisis de flujo de potencia.

#### b. Flujo de carga

Cargado el escenario, el usuario puede iniciar el cálculo de flujo de potencia con el icono flujo de carga, entonces aparecerá un cuadro de dialogo como el que se muestra en la figura 1.14.

Aquí se deberá definir ciertos parámetros necesarios para el correcto calculo: ingresar el tipo de red, tipo de conexión, factor de simultaneidad, factor de carga, factor de potencia, tensión base, potencia base, tolerancia máxima de error, confirmación de tensión y potencia base (¿datos medidos en horas punta?), temperatura máxima de trabajo de los conductores, factor de pérdidas, costo de la energía, etc. Una vez ingresado hacer un clic en ejecutar.

Datos del Sistema de Distribución	
Configuración de Red	<input type="checkbox"/> Monofásico <input checked="" type="checkbox"/> Trifásico
Factor de Simultaneidad	1
Factor de Carga	0.54
Tensión Base	10.00
Tolerancia (error)	0.01
V y S Base datos MáxDem	N
Costo (\$/kWh)	0.21
Número de Horas del Mes	720
Factor de Potencia	0.90
Factor de Pérdidas	0.366
Potencia Base(kVA)	2658.00
Temperatura	20
Potencia de CC Trifásico(kVA)	100
Potencia de CC Monofásico(kVA)	50
<input type="button" value="Ejecutar"/> <input type="button" value="Cancelar"/>	

Figura 1.14 Cuadro de dialogo para el ingreso de datos de sistema de distribución de prueba

### c. Consulta de resultados por tramo de red

Los diferentes flujos de corriente y potencia se podrán mostrar con el icono de información “i” para cualquier tramo de las redes. Para tal efecto, el procedimiento de visualización es el siguiente: seleccionar cualquier vano del alimentador o circuito y hacer clic en el icono información y el software mostrará una ventana de dialogo como el que se muestra a continuación:

**Variables de Operación**

Datos de línea o tramo de red

Subestación:	SET001	Alimentador:	ALI001	Vano:	450005682
Longitud:	83.8000	Calibre Fase:	CU3X25	Calibre Neutro:	
Km-Fuente:	1.4343	Resist. en Ohms	0.0776820	React. en Ohm	0.0130890

Fase R		Fase S		Fase T	
Flujo (kW):	18.4725	Flujo (kW):	18.4851	Flujo (kW):	18.5458
Flujo (kVAR):	8.7541	Flujo (kVAR):	8.7948	Flujo (kVAR):	8.7135
Tensión (V):	5574.19	Tensión (V):	5574.21	Tensión (V):	5574.19
Corriente (I):	3.67	Corriente (I):	3.67	Corriente (I):	3.68
Perd.(Kw)	0.001045	Perd.(Kw)	0.001048	Perd.(Kw)	0.001050
Perd.(kVAr)	0.000176	Perd.(kVAr)	0.000177	Perd.(kVAr)	0.000177
Angulo V:	-1.56	Angulo V:	58.44	Angulo V:	-61.56
Cos FI	0.90366271	Cos FI	0.90300512	Cos FI	0.90508054
% Caid. Tens.	3.45	% Caid. Tens.	3.45	% Caid. Tens.	3.45

Corriente en Neutro (o AP)		Perdida en Neutro (o AP)	
Neutro o AP	0.02	kW	0.000000
		kVAr	0.000000

Flujo de Potencia Total (RST)		Perdida de Potencia Total (RST)	
kW	55.5034	kW	0.003143
kVAr	26.2624	kVAr	0.000530

Icc-3f2f1f: 3046.29    2638.16    3412.41    Req-L: 0.651538    Xeq-L: 1.190686    Cerrar

Figura 1.15 Ventana de diálogo que muestra información, según tramo de red

### 1.3.5. Calidad de suministro en el Perú

En el Perú, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), aprobada con D.S. N° 020-97-EM establece los estándares mínimos de calidad de producto (tensión, frecuencia y perturbaciones), calidad de suministro (interrupciones), calidad de atención comercial y calidad de alumbrado público; así como las obligaciones de las empresas concesionarias y los usuarios que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Ley N° 25844.

#### 1.3.5.1. Parámetros Eléctricos

**a. Energía activa:** Según Saune (2017, p. 19) la energía activa es aquella que al ingresar en una instalación de suministro a través de los conductores eléctricos genera calor, luz y movimiento, es decir produce trabajo útil.

Componentes de la energía activa:

- Tiempo: El dispendio de energía es directamente proporcional al tiempo de uso de los equipos. Se denota usual con la letra “h”.
- Potencia activa: Potencia que efectivamente se aprovecha como trabajo útil en el receptor (motores, resistencias óhmicas, etc.), su unidad de medida es el vatio (W) y se denota comúnmente con la letra “P”.

Se mide a través el medidor o contador de energía activa y su unidad de medida es el kW.h.

$$E = P * t \quad (1.1)$$

**b. ENS por AMT:** Energía teórica que no fue suministrada a los abonados finales concernientes a un alimentador de media tensión en un periodo control de un semestre (NTCSE, 1997, p. 38), se estima de la siguiente manera:

$$ENS = ERS / (NHS - \sum d_i) * D; \text{ (expresada en: kW.h)} \quad (1.2)$$

Para obtener una deducción de mayor precisión se deberá sumar la ENS por cada usuario interrumpido. Asimismo, la ENS tiene variación directa respecto a la energía registrada durante el año y al SAIDI anual, el software Optimus NGC–NTCSE ejecuta este cálculo de la ENS bajo esa premisa.

**c. Demanda máxima mensual (DM):** Representa el valor más alto de las demandas de potencia activa constituidas en periodos de tiempo continuo de 15 min., en el curso de un mes y son registradas por un medidor electrónico.

#### 1.3.5.2. Indicadores de la calidad de suministro

A nivel de distribución, la calidad de suministro se fiscaliza según sistema eléctrico y usuario final, respectivamente.

##### **a. Indicadores individuales (usuario final) de calidad de suministro**

La evaluación de la calidad de suministro a través de dos indicadores individuales, Número total de interrupciones por cliente por semestre (N) y Duración total

ponderada de interrupciones por cliente (D), los cuales se computan para periodos de control de un semestre (MINEM, 1997, p. 32).

**i. Número total de interrupciones por cliente por semestre (N)**

Corresponde al “número total de interrupciones en el suministro de cada usuario durante un periodo de control de un semestre” (MINEM, 1997, p. 32):

$$N = \text{Número de Interrupciones}; \text{ (interrupciones/semestre)} \quad (1.1)$$

El número de interrupciones programadas por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se deberá ponderar por un factor de cincuenta por ciento (50%).

**ii. Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D)**

Ataño a la “sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al cliente durante un periodo de control de un semestre” (MINEM, 1997, p. 32):

$$D = \sum(K_i * d_i); \text{ (expresada en: horas)} \quad (1.2)$$

Dónde:

$d_i$ : Es la duración individual de la interrupción  $i$ .

$K_i$ : Factores de ponderación de la duración de las interrupciones.

Tabla 1.4 Factores de ponderación de la duración de interrupciones.

Interrupciones	$K_i$
<i>programadas por expansión o reforzamiento</i>	0.5
<i>programadas por mantenimiento</i>	0.50
<i>Otras</i>	1.00

Fuente: NTCSE, aprobada mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM.



### iii. Tolerancias

La modificatoria del artículo 4° del Decreto Supremo N° 009-99-EM, publicado el 11 de abril de 1999, mediante el Decreto Supremo N° 004-2006-EM, publicado el 01 de junio de 2006, dispone “incrementar en un factor de treinta por ciento (30%) las tolerancias de los indicadores Número de interrupciones por cliente (N) y Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D) establecidos en la NTCSE para los sectores de distribución típicos 2 y 3” (MINEM, 2006, p. 1). La norma establece que tales incrementos se redondeen al entero superior y sean aplicables única y exclusivamente a la actividad eléctrica de distribución del mercado regulado.

En consecuencia, las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro para clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

Tabla 1.5 Tolerancias de los indicadores N (interrupciones / semestre) y D (horas / semestre)

Nivel de Tensión	N'	D'
AT	3	6
MT	6	10
BT	8	13

Fuente: Modificatoria del artículo 4° del Decreto Supremo N° 009-99-EM, publicado el 11 de abril de 1999, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 004-2006-EM

### b. Indicadores de calidad de suministro por sistema eléctrico (performance)

Según el Estándar IEEE 1366-2012: Guide for Power Distribution Reliability Indices, del Institute of Electrical and Electronics Engineers se especifican 12 índices de confiabilidad, los cuales se dividen en tres grandes grupos y se encuentran dentro de la siguiente clasificación: Índices por frecuencia, Índices por duración e Índices por interrupciones momentáneas.

De estos grupos, para los efectos del presente estudio destacan dos índices más importantes, que se detallan a continuación:

**a. SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)**

Indica la cantidad de interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre en el año. Se calcula como la sumatoria del número de consumidores por la cantidad de interrupciones al año en cada punto de carga del sistema (donde hay consumidores), dividido entre la sumatoria de consumidores del sistema (IEEE, 2012).

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N} \quad (1.3)$$

Donde:

$u_i$  : Número de clientes perjudicados en cada interrupción.

$N$  : Número de clientes del sistema eléctrico o concesionario al finalizar el periodo, según corresponda.

**b. SAIDI (System Average Interruption Duration Index)**

Indica la duración de las interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año. Se calcula como la sumatoria del número de consumidores por el tiempo de interrupción al año en cada punto de carga del sistema, dividido entre la sumatoria del número de consumidores del sistema (IEEE, 2012).

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n (t_i * u_i)}{N} \quad (1.4)$$

Donde:

$t_i$  : Duración de cada interrupción.

$u_i$  : Número de clientes perjudicados en cada interrupción.

$n$  : Número de interrupciones del periodo.

$N$  : Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionario al final del periodo, según corresponda.

Adicionalmente a lo dispuesto por la NTCSE, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), como parte de sus funciones de fiscalización del sector eléctrico, estableció el “Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos” a nivel nacional a través de los indicadores globales SAIFI y SAIDI, aprobado por Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 074-2004-OS/CD de fecha 13 de abril de 2004. Este procedimiento de supervisión establece tolerancias para los indicadores SAIFI y SAIDI, por sector típico de distribución, según se detalla en la tabla 1.6.

Tabla 1.6 Tolerancias de los indicadores SAIFI y SAIDI, según sector típico de distribución

Sector Típico de Distribución	Tolerancia en Media Tensión	
	SAIFI	SAIDI
ST1	3	6.5
ST2	5	9
ST3	7	12
ST4	12	24
ST5	16	40
ST6	16	40
STE	12	27

Fuente: Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 074-2004-OS/CD

#### **1.3.5.3. Compensaciones por mala calidad de suministro**

Se define compensación como el monto que el suministrador paga a su cliente como consecuencia de la transgresión de la calidad del producto y/o suministro de acuerdo a lo establecido en la NTCSE y su base metodológica, aprobada por

Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 616-2008-OS/CD, de fecha 25 de septiembre de 2008 (COES SINAC, 2012).

El Ministerio de Energía y Minas, a través de la NTCSE, ha establecido que los suministradores deben compensar a sus clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad del servicio no satisface los estándares fijados en el numeral 6.1.4 (tolerancias) de la norma.

#### **a. Cálculo de la compensación**

Según la (NTCSE, 2006), las compensaciones se deducen semestralmente en base a la ENS, el Número de interrupciones por cliente por semestre (N) y la Duración total acumulada de interrupciones (D), tal como se indica en las siguientes ecuaciones:

$$\text{Compensaciones por interrupciones} = e * E * ENS \quad (1.5)$$

Donde:

$e$  : Compensación unitaria por transgresión en la calidad de suministro, siendo sus valores según norma:

- Primera etapa :  $e = 0,00 \text{ US\$/kW.h}$
- Segunda etapa :  $e = 0,05 \text{ US\$/kW.h}$
- Tercera etapa :  $e = 0,35 \text{ US\$/kW.h}$

$E$  : Factor que considera la magnitud de los índices de calidad de suministro, y se define como sigue:

$$E = [1 + (N - N')N' + (D - D')D'] \quad (1.6)$$

Asimismo, “de producirse una interrupción no programada con duración superior a treinta y cuatro (34) horas continuas, el cálculo de las compensaciones se efectuará considerando el factor de ponderación E calculado mediante la ecuación 1.7.” (MINEM, 2006, p. 2)

$$E = [1 + (N - N')/N' + (24 - D')/D' + 1/3 * (D - D')/D] \quad (1.7)$$

De esta expresión, “los valores sin apóstrofe representan los indicadores de calidad, mientras que las que llevan apóstrofe simbolizan los límites de tolerancia para los indicadores respectivos. El segundo y/o tercer término del miembro derecho de esta ecuación serán considerados para evaluar las compensaciones, únicamente si sus valores individuales son positivos” (MINEM, 2006, p.2). Si tanto N y D se encuentran dentro de las tolerancias, el factor E no se evalúa y asume el valor cero.

*ENS* : Es la energía teóricamente no suministrada a un cliente no determinado y se calcula como sigue:

$$ENS = ERS / (NHS - \sum d_i) * D; (denotada en: kW.h) \quad (1.8)$$

Donde:

*ERS* : Energía registrada en el semestre.

*NHS* : Total de horas del semestre.

$\sum d_i$  : Duración total real de las interrupciones acontecidas en el semestre.

Es de indicar que para el caso específico de un cliente final conectado al mismo nivel de tensión del respectivo punto de compra-venta de energía de su suministrador, si las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro establecidos en la norma para estos clientes son superadas, finalizado el semestre correspondiente, el suministrador que tiene vínculo contractual con este cliente final efectúa la compensación total conforme a lo establecido en el numeral 6.1.8 de la NTCSE.

De la misma forma, cada suministrador responsable de interrupciones que tiene vínculo contractual en el punto de compra-venta correspondiente con el suministrador del cliente final o distribuidor, resarce a este suministrador o distribuidor por las compensaciones efectuadas a su cliente final y por aquellas,

según sea el caso, que como distribuidor le corresponde recibir para ser transferidas a sus demás clientes finales conectados en niveles de tensión inferior al punto de compraventa correspondiente, de manera proporcional al número de interrupciones y duración de las mismas, con la que ha contribuido a transgredir las tolerancias de los indicadores para el nivel de tensión de este punto de compra-venta, en función a la siguiente ecuación:

$$C_i = C * (E_i/E) \quad (1.9)$$

Dónde:

$C$  : Compensación recibida por el cliente final o distribuidor, según sea el caso, conforme a la ecuación 1.5

$E_i$ : Factor que toma en consideración la magnitud con la que ha contribuido el suministrador "i" a transgredir las tolerancias de los indicadores establecidas para el nivel de tensión del punto de compra-venta en cuestión. Calculado por la siguiente expresión:

$$E_i = 1/2 * (N_i/N + D_i/D) + N_i/N * (N - N')/N' + D_i/D * (D - D')/D' \quad (1.10)$$

Donde

$N_i$  : Número ponderado de interrupciones por las cuales es responsable el suministrador "i", con un decimal de aproximación.

$D_i$  : Duración total ponderada de interrupciones por las cuales es responsable el suministrador "i", con dos decimales de aproximación.

$N, D$ : Son los indicadores de calidad del suministro en el punto de compra-venta correspondiente, en el semestre de control.

$N', D'$ : Son las tolerancias de los indicadores de calidad del suministro para el nivel de tensión en el punto de compra-venta correspondiente.

$E$  : Es el factor definido mediante la ecuación 1.7.

“Las compensaciones por interrupciones originadas por la actuación de reveladores de protección y/o por apertura manual por disposición del COES, ya sea por mínima frecuencia o por mínima tensión, se calculan por línea o alimentador y se distribuyen proporcionalmente entre todos los clientes afectados, de acuerdo a su consumo de energía registrado durante el semestre correspondiente” (MINEM, 2006, p. 4). Según detalle:

$$\text{Compensaciones por Rechazo de Carga} = e * E_f * ENS_f \quad (1.11)$$

Dónde:

$e$  : Es la compensación unitaria ya establecida en este mismo numeral.

$E_f$  : Es el factor de proporcionalidad que está definido en función del número de interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia y/o mínima tensión ( $N_{RCF}$ ) y la duración total (expresada en horas) de interrupciones por rechazo de carga por mínima frecuencia y/o mínima tensión ( $D_{RCF} = \sum d_k$ ) evaluado para una línea o alimentador durante el semestre de control, de acuerdo a la tabla 1.8.

Tabla 1.7 Factor de proporcionalidad

$N_{RCF}$	$E_f$
$1 \leq N_{RCF} \leq 2$	1
$2 < N_{RCF}$	$1 + (N_{RCF} - 2)/4 + (D_{RCF} - 0,15)/0,15$ (*)

$E_f$ , se calcula con dos (02) decimales de aproximación

Fuente: Modificatoria del numeral 6.1.8 de Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), aprobada por Decreto Supremo N° 026-2006-EM.

(\*) El tercer término de esta expresión será considerado para evaluar  $E_f$ , solamente si su valor individual resulta positivo.

$N_{RCF}$  y  $D_{RCF}$ , se evalúan para cada línea o alimentador de los datos obtenidos del sistema SCADA.

$ENS_f$  : Es la energía teóricamente no suministrada, durante el semestre, por la línea o alimentador determinado, por causa de las interrupciones por

rechazo de carga por mínima frecuencia y/o mínima tensión, expresada en kW.h y se calcula de la siguiente manera:

$$ENS_f = (\sum ENS_{f,k}) \quad (1.12)$$

Tal que:

$$ENS_{f,k} = (P_k * d_k / \sum (P_{k,i} * d_{k,i})) * ENST_{f,k} \quad (1.13)$$

Dónde:

$ENS_{f,k}$  : Es la energía teóricamente no suministrada por la línea o alimentador determinado, durante la duración individual ( $d_k$ ) de cada interrupción expresado en kW.h.

$P_k$  : Es la potencia suministrada por la línea o alimentador en el momento que se produjo la interrupción por rechazo de carga y debe ser proporcionada por el sistema SCADA.

$d_k$  : Es la duración individual de la interrupción por rechazo de carga en la línea o alimentador determinado.

Los subíndices:

"k" : Representa a cada interrupción por rechazo de carga.

"i" : Representa a cada línea o alimentador afectado con interrupción por el rechazo de carga, atendidos desde un mismo punto de compra-venta de energía.

$ENST_{f,k}$  : Es la energía no suministrada total por rechazo de carga, evaluada en el punto de compra-venta de energía como la comparación del diagrama de carga del día de la interrupción por rechazo de carga con el diagrama de carga del día típico correspondiente.

### 1.3.6. Mantenimiento de sistemas de distribución con tensión (línea viva)

El mantenimiento en un sistema de distribución se realiza de dos formas: trabajos sin tensión y con tensión, este último se basa en ejecutar una actividad sin restringir el aprovisionamiento de energía eléctrica, razón por la cual solo



ejecutarán trabajos en circuitos energizados aquellos trabajadores que estén debidamente capacitados, entrenados y que cuenten con la autorización vigente de la empresa concesionaria, previo cumplimiento del perfil ocupacional (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2013, pág. 27).

En la figura 1.16 se muestra a personal técnico realizando trabajos mantenimiento en redes aéreas de MT sin tensión y con tensión, respectivamente, actividades desarrollados en el ámbito de responsabilidad de la unidad de negocios La Libertad Norte.



(a)



(b)

Figura 1.16 Trabajos de mantenimiento en red área de MT. De izquierda a derecha: (a) Cambio de estructura de concreto con camión grúa, sin tensión; (b) Empalme de derivación en red aérea de MT, con tensión.

#### 1.3.6.1. Tipos de mantenimiento en sistemas de distribución con tensión

Existen tres tipos de mantenimiento los cuales se detallan a continuación

**a. Mantenimiento predictivo:** Tiene como finalidad prever las potenciales fallas de un sistema de distribución, antes de que estas se manifiesten. Para tal efecto, se utilizan instrumentos/equipos de diagnóstico y ensayos no destructivos, tales como aislamiento de los activos, análisis de rigidez dieléctrica, medición de parámetros eléctricos y verificaciones de temperatura de los componentes eléctricos (Llerena Quijano, 2017). Al respecto, en la tabla 1.8 se definen una lista no limitativa de actividades de mantenimiento predictivo.

Tabla 1.8 Lista no limitativa de actividades de mantenimiento predictivo.

Ítem	Actividad	Und
1	Mediciones de resistencias de pozos a tierra – distribución	Med/SED
2	Mediciones de rigidez dieléctrica	Med/Traf
3	Inspección termográfica en instalaciones eléctricas	Med/SED-Est.
4	Inspección para detección de corona, descargas parciales y arcos eléctricos.	Med/SED-Est.
5	Mediciones de parámetros eléctricos de V, I	Med/sed
6	Inspección ligera AMT	Instalación

Fuente: Instrucción I12-01-01 Mantenimiento Predictivo, Hidrandina S.A.

#### **i. Termografía en sistemas de distribución**

Dado que las instalaciones eléctricas y mecánicas suelen calentarse antes de fallar, la termografía constituye una herramienta única que sirve para determinar cuándo y dónde se aplicará el mantenimiento. En consecuencia, descubrir estos puntos calientes con una cámara termográfica, se puede llevar a cabo una medida preventiva disminuyendo de esta forma la probabilidad de fallo de la instalación en el futuro.

Las cámaras termográficas permiten medir y visualizar a distancia la temperatura de superficie de cualquier componente del sistema de distribución con precisión y, generan una imagen en vivo con colores que dilucidan el diseño térmico con simplicidad. Las imágenes producidas por una cámara infrarroja son llamadas: termo grama o termografía.

Estas representaciones gráficas son la percepción de la radiación electromagnética irradiada por cada uno de los elementos que compone el sistema y son trasladadas a valores de temperatura, a través de la expresión de Stefan - Boltzman:

$$I = \sigma T^4 \quad (1.14)$$

Dónde:

$I$ : Energía radiada ( $W/m^2$ )

$\sigma$ : constante de Stefan – Boltzman =  $5.67051 \cdot 10^{-8} w/m^2 K^4$

$T$ : Temperatura de la superficie (k)

Cualquier objeto con una temperatura superior al cero absoluto ( $-273,15^\circ C$  o 0 Kelvin) emite radiación en la banda infrarroja, incluso los objetos que se consideran más fríos, emiten rayos infrarrojos. Estos rayos infrarrojos se encuentran entre el espectro visible y las microondas del espectro electromagnético, siendo su fuente principal el calor o la radiación térmica.

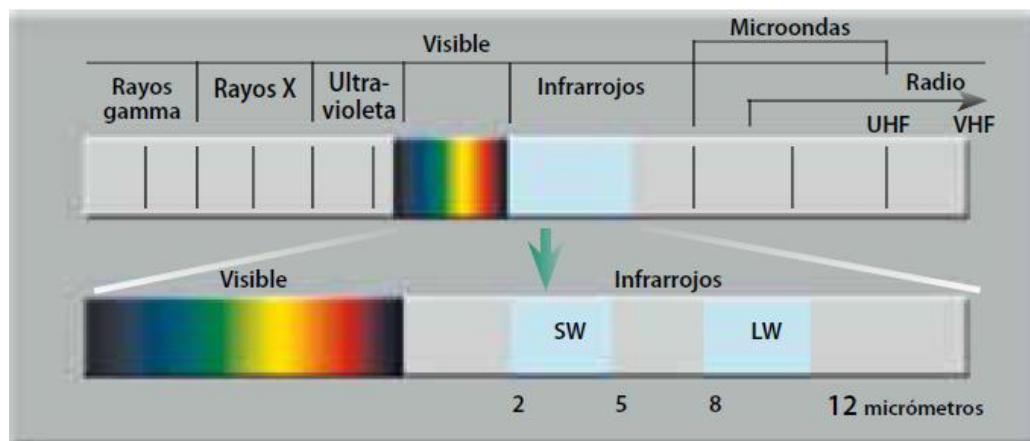


Figura 1.17 Espectro electromagnético

Una vez detectada una diferencia apreciable de temperatura en un elemento, podemos pasar a la inspección cuantitativa midiendo de forma precisa la temperatura de los elementos, para lo cual habrá que tener en cuenta varios aspectos, entre los que podemos citar:

- Emisividad de la superficie de estudio.
- Temperatura de fondo.
- Resolución espacial y resolución óptica.
- Velocidad del viento.



Figura 1.18 Cámara termográfica Fluke con tecnología IR fusión

En la figura 1.19 se muestran los criterios de aceptación y rechazo en sistemas eléctricos, según norma ISO 18434-1, la cual es usada para establecer la escala de prioridad de la situación de riesgo basada en el delta de temperatura ( $\Delta T$ ) encontrado en un sistema.

Para efectos de clasificación de fallas se manejan los siguientes criterios, teniendo en cuenta los criterios de la NETA, * O/S: Temperatura Over Similar – O/A: Temperatura Over/Ambient		
DIFERENCIAL DE TEMPERATURA	CLASIFICACIÓN	CONDICIÓN
1°C – 10°C O/A ó < 3°C O/S	En buen estado	BUENO
11°C–20°C O/A y 3°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	ACEPTABLE
21°C–40°C O/A y >15°C O/S	Deficiencia	INSATISFACTORIA
>40°C O/A y >15°C O/S	Deficiencia mayor	PELIGROSA

Figura 1.19 Criterios de aceptación, según norma ISO 18434-1

Fuente: International Electrical Testing Association. <https://www.netaworld.org/>

## ii. Efecto corona

Descarga eléctrica parcial, en ocasiones luminosa, originada por la ionización del aire, aparece en el momento en el que el campo eléctrico excede la tensión crítica de 24-30 kV/cm. Su detección es posible a través de una cámara de detección de corona, la cual registra la radiación UV emitida por descargas parciales externas, permitiendo la localización temprana de fallas potenciales en los diferentes elementos que conforman la red de distribución, tales como conductores, herrajes, amortiguadores, aisladores, entre otros.

## 1. Variables que influyen en el efecto corona

La intensidad del efecto corona depende de los siguientes factores:

- Gradiente superficial.
- Estado de la superficie del conductor.
- Condiciones atmosféricas y densidad relativa del aire.
- Efecto del agua sobre el conductor
- Factores geométricos.
- Material del conductor.
- Tipo de tensión y frecuencia.

## 2. Pérdidas por efecto corona

A causa del efecto corona, se libera energía en diversos procesos como generación de calor, luminosidad, radiación electromagnética, formación de ozono, ruido y vibraciones mecánicas. Toda esta energía liberada proviene del campo eléctrico de la línea y por lo tanto es parte de la energía que se transmite, constituyendo las pérdidas corona. Uno de los diversos métodos para calcular las pérdidas corona es el Método de F. W. Peek, el cual expresa la pérdida corona como sigue:

$$P_{peek} = \frac{24}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{R}{D}} * (U - U_d)^2 * 10^{-5} \quad (1.15)$$

Con

$$U_d = g_o \cdot m \cdot R \cdot \delta \cdot \ln\left(\frac{D}{R}\right)$$

Donde:

$\delta$ : densidad relativa de aire.

$f$ : frecuencia en Hercios

$R$ : radio del conductor en centímetros

$D$ : distancia efectiva entre fases en centímetros

$U$ : tensión crítica disruptiva

$U_d$ : tensión crítica disruptiva

$g_o$ : ruptura dieléctrica del aire equivalente a  $29,8 \left[ \frac{kv}{cm} \right]$  y

$m$ : factor de corrección

En la figura 1.20 se muestra el diagrama de flujo a ser considerado para la evaluación de efecto corona, resultados que deberán ser tomados en cuenta para la programación del mantenimiento preventivo y/o correctivo.

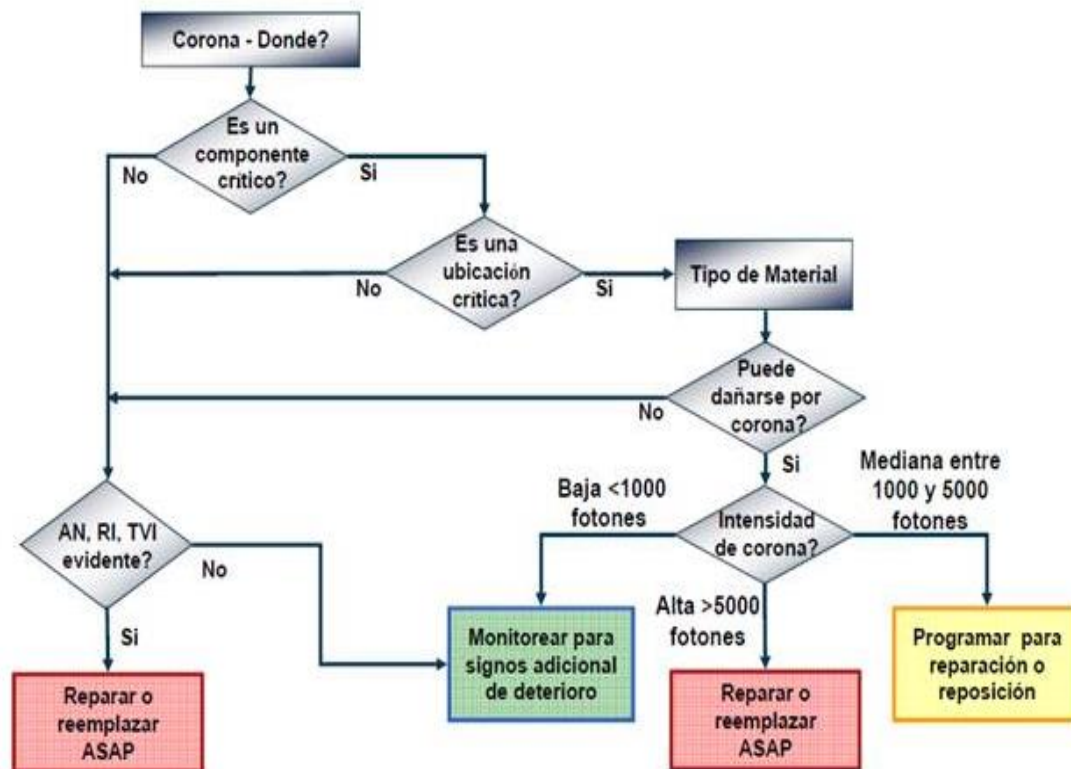


Figura 1.20 Diagrama de flujo para evaluación de efecto corona.

Fuente: International Electrical Testing Association. <https://www.netaworld.org/>

**b. Mantenimiento Preventivo:** Actividades que se ejecutan sobre la infraestructura eléctrica tales como limpieza, ajustes, reemplazos, reforzamientos, coberturados de partes con tensión, reubicaciones, etc., bajo un programa de trabajo establecido, con la finalidad de garantizar la continuidad y calidad del servicio eléctrico (Llerena Quijano, 2017).

Tabla 1.9 Lista no limitativa de actividades de mantenimiento preventivo ejecutables con técnica TcT.

Ítem	Actividad
1	Lavado en vivo (hidrolavado) de partes aislantes: redes y equipos de MT
2	Coberturado de línea de MT para izado de poste
3	Cambio de aislador tipo pin en MT
4	Conexión desconexión de derivaciones en línea aérea de MT
5	Mantenimiento/cambio de seccionador fusible.
6	Cambio de aislador tipo suspensión y ferretería
7	Ajustes y/o cambio de conectores con punto caliente
8	Instalación/retiro de banco de condensadores y reconectador automático
9	Poda de árboles

Fuente: Instrucción I12-01-02 Mantenimiento Preventivo, Hidrandina S.A.

**c. Mantenimiento correctivo:** Actividades destinadas a corregir toda falla del sistema eléctrico de manera inmediata, ya sea cuando estas se produzcan por efectos de deterioro propio del sistema, intervención de terceros y/o fenómenos naturales.

#### 1.3.6.2. Normas técnicas para el trabajo en línea viva

Los trabajos con tensión recurren a diferentes clases de normativas, tanto para la fabricación y pruebas de los equipos de protección personal, equipos de protección colectiva, herramientas y otros, complementarias a esta actividad. Entre estas tenemos:

Norma ANZI (American National Standard for Industrial Head Protection) / ISEA Z89.1-2014: Establece los tipos (según la fuerza de impacto) y clases (basada en el aislamiento eléctrico) de cascos de protección, siendo estos los siguientes:

- a. Tipos de casco
  - Tipo I.- Tipo de casco que brinda protección contra impactos verticales.

- Tipo II.- Tipo de casco que brinda protección contra impactos verticales, frontales, posteriores y laterales.

b. Clases

- Clase E (eléctrico): Fabricados para reducir el riesgo de contacto con conductores eléctricos de alta tensión. Las muestras de ensayo son probadas a 20 000 voltios (fase tierra).
- Clase G (General): Fabricados para reducir el riesgo de contacto con conductores eléctricos de baja tensión. Las muestras de ensayo son probadas a 2 200 voltios (fase tierra).
- Clase C (conductor): No proporcionan ninguna protección eléctrica.

Normas CEI-IEC 903 y ASTM D-120-14a: Especificación estándar para guantes aislantes de goma, cubre la fabricación y prueba de guantes aislantes de caucho para la protección de los trabajadores contra descargas eléctricas (American Society for Testing and Materials, 2018).

Norma ASTM D-1048-14: Especificación estándar para mantas aislantes de caucho, cubre las pruebas de aceptación de las mantas aislantes de goma que se utilizan para la protección personal de los trabajadores contra el contacto accidental con conductores, aparatos o circuitos eléctricos activos (American Society for Testing and Materials, 2018).

Norma ASTM D-1049-98: Especificación estándar para cubiertas aislantes de caucho. Esta especificación cubre pruebas de aceptación de cubiertas aislantes de caucho para su uso como dispositivos de protección portátiles para la protección de los trabajadores contra el contacto accidental con conductores, aparatos o circuitos eléctricos en funcionamiento (American Society for Testing and Materials, 2018).

Norma ASTM D-1050: Especificación estándar para manguera de goma aislante. Esta especificación cubre la prueba de aceptación de la manguera de goma aislante para uso como dispositivo de protección portátil para proteger a los



trabajadores del contacto accidental con conductores eléctricos en vivo (American Society for Testing and Materials, 2018).

Norma ASTM D-1051-14a: Especificación estándar para mangas aislantes de caucho. Esta especificación cubre la fabricación y prueba de mangas aislantes de caucho para la protección de los trabajadores contra descargas eléctricas (American Society for Testing and Materials, 2018). Los equipos de protección deben salir de fábrica habiendo aprobado satisfactoriamente las siguientes pruebas: mecánicas, absorción de humedad, resistencia al ozono, químicas, desgarros y resistencia a los pinchazos.

Norma ASTM D-149: Método de prueba estándar para voltaje de ruptura dieléctrica y resistencia dieléctrica de materiales aislantes eléctricos sólidos en frecuencias de potencia comercial (American Society for Testing and Materials, 2018).

Norma ASTM F-914: Método de prueba estándar para emisión acústica en dispositivos aéreos de personal sin accesorios de manejo de carga suplementarios. Consiste en un método que describe un procedimiento de ensayo no destructivo mediante emisión acústica (EA) para los vehículos montados en dispositivos de aislamiento (American Society for Testing and Materials, 2018).

Norma ASTM F-496: Especificación que detalla la tensión de utilización de guantes y mangas aislantes, el cuidado durante el servicio, ensayo e inspección respectiva. Incluye el proceso de fiscalización, pruebas de guantes y mangas en laboratorio, el registro, el secado, la pulverización, la verificación final y el embalaje para su posterior acopio o envío (American Society for Testing and Materials, 2018).

#### **1.3.6.3. Distancias de seguridad en trabajos con tensión (línea viva)**

En la tabla 1.10 se presentan las distancias mínimas de acercamiento para trabajos con líneas energizadas con corriente alterna, las cuales deberán ser utilizadas a altitudes menores a 900 m, encima de esta altitud, la distancia mínima

de acercamiento deberá ser incrementada multiplicando esta medida por la aplicación de los factores de corrección por altitud de la tabla 1.11.

Tabla 1.10 Distancias mínimas de acercamiento para trabajos con líneas energizadas con corriente alterna

Tensión fase a fase <sup>1, 2</sup>	Distancia al trabajador	
	Fase a tierra (m)	Fase a fase (m)
Hasta 50 V <sup>1</sup>	No especificada	No especificada
51 a 300 V <sup>1</sup>	Evadir contacto	Evadir contacto
301 a 750 V <sup>1</sup>	0,31	0,31
751 V a 15 kV	0,65	0,67
15,1 a 36 kV	0,77	0,86
36,1 a 46 kV	0,84	0,96
46,1 a 72,5 kV	1,00 <sup>3</sup>	1,20
72,6 a 121 kV	0,95 <sup>3</sup>	1,29
138 a 145 kV	1,09	1,50
161 a 169 kV	1,22	1,71
230 a 242 kV	1,59	2,27
345 a 362 kV	2,59	3,80
500 a 550 kV	3,42	5,50

<sup>1</sup> Para los sistemas monofásicos utilizar la máxima tensión disponible.

<sup>2</sup> Para líneas monofásicas fuera de los sistemas trifásicos, utilizar la tensión de fase a fase del sistema.

<sup>3</sup> Para 46,1 kV a 72,5 kV fase tierra, la distancia de 1,00 m contiene 38,5 cm de la componente eléctrica y 61,5 cm de la componente por movimiento inadvertido; mientras que para 72,6 a 121 kV fase tierra, la distancia 0,95 m contiene 63,3 cm de la componente eléctrica y 29,2 cm de la componente por movimiento inadvertido

Fuente: Regla 441.A.1, Código Nacional de Electricidad Suministro 2011, aprobado por Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM-DM.

Tabla 1.11 Factor de corrección por altitud

Altitud (m)	Factor de corrección
900	1,00
1 200	1,02
1 500	1,05

1 800	1,08
2 100	1,11
2 400	1,14
2 700	1,17
3 000	1,20
3 600	1,25
4 200	1,30
4 800	1,35
5 400	1,39
6 000	1,44

Fuente: Regla 441.A.5, Código Nacional de Electricidad Suministro 2011, aprobado por Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM-DM.

#### 1.3.6.4. Equipos de protección personal para trabajos con línea viva

Son dispositivos, materiales e indumentaria, específicos, destinados a cada trabajador, de uso obligatorio para protegerlo de uno o varios riesgos presentes en el trabajo que puedan amenazar su seguridad y salud (Ministerio de Energía y Minas del Perú, DGE, 2013, pág. 7). En la tabla 1.12 se detallan los equipos de protección personal mínimos, los cuales son indispensables para la ejecución de trabajos con tensión.

Tabla 1.12 Equipos de protección personal para trabajos con electricidad.

Protección	Peligros	EPP
Protección de ojos y cara	Proyección partículas, arco eléctrico	Lentes de protección, careta de protección fácil contra arco eléctrico
Protección de la cabeza	Materiales o equipos a alturas inadecuadas sobre la cabeza, cables eléctricos sobre la cabeza	Casco dieléctrico, capucha ignífuga
Protección auditiva	Ruidos mayores a 85 decibeles	Protector auditivo

Protección de los pies	Posibilidad de objetos que caigan, tensión de paso	Zapatos dieléctricos con punta reforzada con baquelita, botas dieléctricas
Protección de las manos	Contacto directo/indirecto con electricidad Materiales que pueden causar cortes o laceraciones	Guantes dieléctricos, sobreguantes de cuero, guantes de hilo
Protección respiratoria	Presencia de polvos, humos, vapores, nieblas gases	Respirador con filtros adecuados para el tipo de exposición (polvos, humos, nieblas gases, etc.)
Protección de las piernas / cuerpo	Elementos que pueden causar cortaduras o laceraciones, contacto directo/indirecto con electricidad	Ropa ignífuga, mangas dieléctricas

Fuente: Oficina de calidad y fiscalización, Hidrandina S.A.

Es importante tener en cuenta el nivel de tensión de la zona a intervenir, a fin de utilizar el guante dieléctrico adecuado de acuerdo a la clase indicada. En la tabla 1.13 se muestra el voltaje nominal de los guantes aislantes de goma y las etiquetas de acuerdo a las normas ASTM.

Tabla 1.13 Tensión máxima de uso para equipo de aislamiento de goma

Clase	Tensión máxima de uso (V)	Etiqueta del guante
00	500	Castaño claro
0	1 000	Rojo
1	7 500	Blanco
2	17 000	Amarillo
3	26 500	Verde
4	36 000	Naranja

Fuente: Norma ASTM D-120-14a, American Society for Testing and Materials.




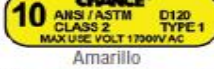

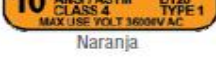
Clase	Voltaje máximo CA / CC	Voltaje de prueba CA / CC	Etiqueta del guante
00* *Solo guantes	500 / 750	2500 / 10.000	 Castaño claro
0	1000 / 1500	5000 / 20.000	 Rojo
1	7500 / 11.250	10.000 / 40.000	 Blanco
2	17.000 / 25.500	20.000 / 50.000	 Amarillo
3	26.500 / 39.750	30.000 / 60.000	 Verde
4	36.000 / 54.000	40.000 / 70.000	 Naranja

Figura 1.21 Voltajes nominales y etiquetas, según norma ASTM D-120-14<sup>a</sup>

#### 1.3.6.5. Técnicas para trabajos con tensión

Se distinguen tres métodos o técnicas de trabajo, los cuales pueden ser empleados independientemente uno del otro o combinados entre sí, estas son:

##### a. Trabajo a contacto

Método en el cual el técnico liniero realiza contacto directo con el(los) elemento(s) bajo tensión, debiendo ser enlazado equipotencialmente a los dispositivos aéreos aislados, utilizando equipos (brazo hidráulico, plataformas, escaleras), herramientas y elementos de protección personal y colectiva que garanticen la protección del trabajador frente al riesgo eléctrico (Ministerio de Energía y Minas del Perú, CNE, 2011, pág. 322).

#### 1. Ventajas de la técnica de contacto

Respecto a las ventajas de la técnica de trabajo a contacto con línea viva podemos mencionar las siguientes:

- El técnico liniero puede ejecutar todos los trabajos directamente con sus manos.
- No necesita del uso de pértigas para separar la línea viva de la estructura.
- Los trabajos se desarrollan cómodamente cuando el acceso a la zona de trabajo se da por medio de brazos hidráulicos, andamios, escaleras y

plataformas aisladas, según el nivel de tensión a intervenir.

## **2. Desventajas de la técnica a contacto**

Las principales desventajas de este método se presentan durante su ejecución, según detalle:

- Desgaste físico por excesiva transpiración.
- Se necesita tener cubiertas todas las partes rígidas bajo tensión de manera secuencial con la ayuda de equipos de protección colectiva (mantas, cubiertas, etc.).

En la figura 1.22 presentamos la ejecución de trabajos con tensión, método a contacto, durante el cambio de grapa de anclaje tipo pistola de material aluminio (Al) en mal estado, actividad a cargo de la cuadrilla TcT de la empresa concesionaria.



Figura 1.22 Trabajos con tensión, método a contacto ejecutado por la cuadrilla TcT de Hidrandina S.A.

### **b. Trabajo a distancia**

Preferible para trabajar en líneas aéreas de alta tensión. En este método los trabajadores se mantienen separados de las partes rígidas bajo tensión no

protegidas y ejecutan la labor con ayuda de herramientas montadas en el extremo de pértigas, cuerdas u otros elementos aislantes. La figura 1.23 muestra la ejecución de trabajos con tensión con el método a distancia, donde el técnico liniero siempre está a potencial de tierra, ya sea apoyado directamente en el suelo o sobre las diferentes estructuras donde se encuentra el equipo a intervenir.



Figura 1.23 Trabajos con tensión, método a distancia - contacto, cuadrilla TCT de la empresa Central Hidroeléctrica de Caldas S.A, Colombia 2017.

Fuente: [https://www.chec.com.co/Portals/0/MA-DI-08-002-021%20MA\\_MTO\\_PREV\\_PRED\\_CORREC\\_TRAB\\_CON\\_TENS\\_SUB.pdf](https://www.chec.com.co/Portals/0/MA-DI-08-002-021%20MA_MTO_PREV_PRED_CORREC_TRAB_CON_TENS_SUB.pdf)

### **c. Trabajo a potencial**

Es un método comúnmente utilizado en niveles de media, alta y extra alta tensión en el cual el técnico liniero se pone al mismo potencial de la fase o equipo a intervenir, colocándose un traje conductivo compuesto por una serie de hilos que ofrecen un camino de muy baja resistencia para la corriente, así como la propagación de fuego.

En la figura 1.24 muestra la ejecución de trabajos con tensión con el método a potencial, donde el técnico utiliza el traje conductor y acopla plataformas armables aisladas para su acercamiento al conductor a intervenir.



Figura 1.24 Trabajos con tensión, método a potencial.

Fuente: [https://www.chec.com.co/Portals/0/MA-DI-08-002-021%20MA\\_MTO\\_PREV\\_PRED\\_CORREC\\_TRAB\\_CON\\_TENS\\_SUB.pdf](https://www.chec.com.co/Portals/0/MA-DI-08-002-021%20MA_MTO_PREV_PRED_CORREC_TRAB_CON_TENS_SUB.pdf)

#### **1.4. Formulación del problema**

¿Cómo optimizar los indicadores de calidad de suministro de energía eléctrica del alimentador de media tensión CA0003 “Cartavio”, Ascope, La Libertad, de acuerdo a los niveles establecidos por la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (NTCSE)?

#### **1.5. Justificación del estudio**

Por diversos motivos, los componentes de un sistema eléctrico se ven sometidos a fallas y salidas de servicio, lo que en algunos casos puede significar la desconexión de uno o más consumidores del sistema eléctrico; el presente estudio de investigación se justifica por los siguientes aspectos:



#### **1.5.1. Justificación técnica**

Porque pretende forjar una metodología que represente mejor el complejo comportamiento de una red eléctrica dentro del ámbito de la calidad del suministro, poniendo en práctica los conocimientos teóricos contenidos en las técnicas de mantenimiento de red primaria con técnica TcT; por ende, necesarios para la toma de decisiones que ayuden a mejorar la capacidad del sistema para cumplir sin fallas su función dentro de un periodo especificado.

#### **1.5.2. Justificación económica**

Porque el problema de la calidad del servicio tiene también un trasfondo económico debido a las interrupciones del suministro eléctrico; debiendo las empresas distribuidoras compensar a los clientes afectados por no transgredir las tolerancias que establece la NTCSE. Bajo esta premisa el mantenimiento de las redes de distribución con técnica TcT, garantiza una intervención con impacto positivo en el desempeño de los alimentadores de media tensión, sin restricción del servicio a los usuarios finales.

#### **1.5.3. Justificación metodológica**

Esta investigación ofrecerá una referencia a las diferentes concesionarias existentes en el mercado eléctrico, profesionales e investigadores que buscan determinar alternativas de mejora de la confiabilidad de los sistemas de distribución y la calidad de suministro.

#### **1.5.4. Justificación social**

Mejorar la calidad de suministro generará un impacto positivo en la productividad, la seguridad de los procesos en la industria y las personas; evitaremos la alteración o interrupción de una operación médica, los conflictos sociales, entre otras.

### **1.6. Hipótesis**

Con los trabajos de mantenimiento en red de distribución primaria con técnica de trabajos con tensión (TcT) se optimizará los indicadores de calidad de suministro

de energía eléctrica, de acuerdo a los niveles establecidos por la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (NTCSE).

## **1.7. Objetivos**

### **1.7.1. Objetivo General**

Optimizar los indicadores de calidad de suministro de energía eléctrica del AMT CAO003 Cartavio, de acuerdo a los niveles establecidos por la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (NTCSE), realizando mantenimiento de red de distribución primaria con técnica de Trabajos con Tensión (TcT).

### **1.7.2. Objetivos específicos**

- 1.7.2.1. Calcular los índices de calidad de suministro SAIFI y SAIDI; ENS y compensación por mala calidad de suministro.
- 1.7.2.2. Determinar los AMT críticos de la unidad de negocios La Libertad Norte para el año 2016, en base a sus indicadores de calidad de suministro, ENS y compensaciones.
- 1.7.2.3. Recopilar datos del sistema eléctrico de distribución en estudio.
- 1.7.2.4. Evaluar el contexto operacional del AMT CAO003 Cartavio – Chiquitoy en 13,8 kV, mediante el software Distribution Análisis and Planning (DAP).
- 1.7.2.5. Elaborar el programa de mantenimiento de la red de media tensión con técnica TcT, considerando como elementos de entrada el AMT crítico y los resultados del mantenimiento predictivo.
- 1.7.2.6. Calcular los índices de calidad de suministro SAIFI y SAIDI; ENS, compensación luego de aplicar los trabajos de mantenimiento con técnica TcT.
- 1.7.2.7. Realizar la evaluación económica (beneficio – coste) para implementar una (01) cuadrilla de trabajos con tensión (TcT) permanente en la unidad de negocios Libertad Norte.

## II. MÉTODO

### 2.1. Diseño de investigación

Investigación pre experimental, pues analiza el comportamiento del alimentador en media tensión (AMT) CAO003 en 13.8 kV Cartavio – Chiquitoy de la empresa Hidrandina S.A., antes y después de aplicar el Mantenimiento de red de distribución primaria con técnica de Trabajos con Tensión (TcT).

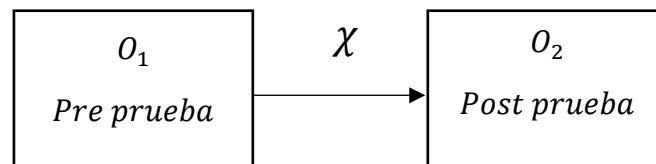


Figura 2.1 Representación del diseño de investigación

A : AMT CAO003 Cartavio – Chiquitoy en 13,8 kV de la empresa Hidrandina S.A.

$O_1$ : Situación actual de la calidad de suministro y contexto operacional del AMT CAO003 Cartavio – Chiquitoy en 13,8 kV.

X : Mantenimiento de red de distribución primaria con técnica de Trabajos con Tensión (TcT).

$O_2$ : Situación post mejora de la calidad de suministro del AMT CAO003 Cartavio – Chiquitoy en 13,8 kV.

### 2.2. Variables, Operacionalización

#### 2.2.1. Variables

##### 2.2.1.1. Variable independiente:

- Mantenimiento de red de distribución primaria con técnica de Trabajos con Tensión (TcT).

##### 2.2.1.2. Variable dependiente:

- SAIFI
- SAIDI
- ENS
- Compensación por mala calidad de suministro.

### 2.2.2. Operacionalización de variables

Tabla 2.1 Operacionalización de variables de estudio.

VARIABLE	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	INDICADORES	ESCALA DE MEDICIÓN
Mantenimiento de red primaria de MT con técnica de Trabajos con Tensión (TcT)	Termografía: Evaluación de la temperatura a distancia de los componentes críticos de un sistema eléctrico para su mantenimiento correctivo inmediato o programado.	Sirve para determinar cuándo y dónde se necesita mantenimiento, puesto que los componentes críticos de los alimentadores de media tensión suelen calentarse antes de fallar.	°C	5 a 200
	Efecto corona: Descarga eléctrica parcial luminosa que ocurre por la ionización del aire.	Monitoreo para la identificación de signos de deterioro de los componentes críticos del AMT por intensidad de corona para su posterior mantenimiento preventivo / correctivo.	Nº Fotonos	<1000 a 5000>
	Inspección minuciosa: Inspección visual a detalle de los componentes de un sistema de distribución.	Visualización de los componentes del alimentador de media tensión para su respectivo mantenimiento preventivo / correctivo.	$\frac{Insp. prog.}{Insp. ejec.}$	>1
Calidad de suministro	SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones	El indicador SAIFI representa la frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico	Fallas/usuario-año	< 7 (ST3)

SAIDI: Duración promedio de las interrupciones	El indicador SAIDI representa la duración media de las interrupciones por cliente del sistema eléctrico	Horas/usuario-año	< 12 (ST3)
ENS: Energía Teóricamente No Suministrada a un Cliente determinado	Energía dejada de vender a consecuencia de las interrupciones en los alimentadores de media tensión	MW.h	> 0.1
Compensaciones: Monto que el suministrador paga a su cliente como consecuencias de la transgresión de la calidad de suministro.	Compensación económica al usuario final por mala calidad de suministro.	US\$/semestre	> 0.1

Fuente y elaboración: Propia.

## **2.3. Población y Muestra**

### **2.3.1. Población**

Alimentadores de MT de la unidad de negocios La Libertad Norte.

### **2.3.2. Muestra**

Alimentador de media tensión (AMT) crítico, A3028 CAO003 Cartavio – Chiquitoy en 13,8 kV.

### **2.3.3. Muestreo**

El tipo de muestreo empleado es el muestreo no probabilístico por conveniencia, pues se ha seleccionado al AMT CAO003 Cartavio – Chiquitoy en 13,8 kV, en base al conocimiento y criterio del investigador, dada la evolución del valor monetario de las compensaciones por transgresión a las tolerancias por calidad de suministro establecidas por la NTCSE durante el periodo 2016, cuyos montos ascienden a US\$ 103 448.51 dólares americanos.

## **2.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

Para el logro de los objetivos específicos planteados en el presente estudio se procederá a emplear las siguientes técnicas y herramientas:



Figura 2.2 Cámara termográfica marca Fluke modelo Ti450 – Unidad Técnica  
Chepén, Hidrandina S.A.

Tabla 2.2 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

OBJETIVO ESPECÍFICO	FUENTE	TÉCNICA	HERRAMIENTA	LOGRO
Calcular los índices de calidad de suministro SAIFI y SAIDI; ENS y compensación por mala calidad de suministro.	Registro histórico de interrupciones de la unidad de negocios La Libertad Norte, periodo 2013 – 2017.	Cálculo, análisis e interpretación de los indicadores de calidad de suministro ENS y compensaciones.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Hoja de cálculo Excel</li> <li>– Software Optimus NGC-NTCSE</li> </ul>	Evaluar el desempeño de los sistemas eléctricos, bajo administración de la unidad de negocios La Libertad Norte.
Determinar los alimentadores de MT de la unidad de negocios La Libertad Norte para el año 2016, en base a sus indicadores de calidad de suministro, ENS y compensaciones.	Registro histórico de interrupciones de los AMT de la unidad de negocios La Libertad Norte, periodo 2016.	Cálculo de la ENS, costes de ineficiencia, reparación y participación en las compensaciones por mala calidad de suministro	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Hoja de cálculo Excel</li> <li>– Software Optimus NGC-NTCSE</li> </ul>	Determinación del AMT crítico
Recopilar datos del sistema de distribución en estudio.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Registro histórico de interrupciones de la unidad de negocios La Libertad Norte, periodo 2016 – 2017.</li> <li>– Diagrama unifilar del AMT CAO003 Cartavio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Análisis de la base de datos de interrupciones.</li> <li>– Análisis de Diagramas Unifilares.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Hoja de cálculo Excel</li> <li>– Software Optimus NGC-NTCSE</li> </ul>	Zonificar el área de mayor impacto y los puntos críticos susceptibles de falla para nuestro sistema de distribución en estudio

<p>Evaluar el contexto operacional del AMT CAO003 Cartavio – Chiquitoy en 13,8 kV, mediante el software Distribution Analysis and Planning (DAP).</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conductores (tipo, calibre, fases, disposición).</li> <li>- Cargas (D_máx transformadores).</li> <li>- Datos de Medición en Salida (D_máx y V).</li> <li>- Factor de Carga.</li> <li>- Factor de Simultaneidad de las cargas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Analizar criterios de operación de la red</li> <li>- Verificación capacidad de carga y caída de tensión del sistema de prueba.</li> </ul>	<p>Software Distribution Analysis and Planning (DAP).</p>	<p>Conocer el desempeño técnico actual del sistema de prueba.</p>
<p>Elaborar el programa de mantenimiento de la red de media tensión con técnica TcT, considerando como elementos de entrada el alimentador crítico y los resultados del mantenimiento predictivo</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- AMT crítico.</li> <li>- Registro histórico de interrupciones que afectaron el sistema de prueba, periodo 2016-2017.</li> <li>- Inspecciones minuciosas con cuadrilla TcT para la identificación de puntos críticos en la red primaria.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Planificación y elaboración del programa de mantenimiento con técnica TcT del AMT crítico de la unidad de negocios La Libertad Norte.</li> <li>- Técnica de trabajos con tensión (TcT)</li> <li>- Inspección termográfica</li> <li>- Técnicas de inspección de efecto corona</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hoja de cálculo Excel</li> <li>- Software Optimus NGC-NTCSE</li> <li>- Cámara termográfica Fluke</li> <li>- Cámara de efecto corona OFIL modelo DayCor SB.</li> </ul>	<p>Programa de mantenimiento del sistema de distribución correspondiente al AMT crítico.</p>
<p>Calcular y analizar los índices de calidad de suministro SAIFI y SAIDI; ENS, compensación por mala calidad de suministro luego de aplicar los trabajos de mantenimiento con técnica TcT.</p>	<p>Registro histórico de interrupciones del sistema eléctrico, periodo 2018.</p>	<p>Cálculo, análisis e interpretación de los índices de calidad de suministro, ENS, compensaciones, VAN, TIR.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hoja de cálculo Excel</li> <li>- Software Optimus NGC – NTCSE</li> </ul>	<p>Optimización de los indicadores de calidad de suministro del AMT crítico CAO003 Cartavio en 13,8 kV.</p>



---

Evaluación económica (beneficio – coste) para implementar una (01) cuadrilla de trabajos con tensión (TcT) permanente en la unidad de negocios Libertad Norte.	- Registro histórico de compensaciones de la unidad de negocios La Libertad Norte (tabla 3.2)	Análisis de Coste-Beneficio e indicadores de rentabilidad (VAN, TIR, relación B/C, Pay Back)	- Hoja de cálculo Excel	Valorar la rentabilidad económica de una inversión de acuerdo con indicadores estandarizados
--	---	--	-------------------------	--

---

Fuente y elaboración: Propia.

## **2.5. Métodos de análisis de datos**

### **2.5.1. Análisis descriptivos**

Según la escala de las variables de estudio, se procederá a valorar su frecuencia, tabulando los datos obtenidos, gráficos de barra, y otros, según sea la naturaleza de los resultados.

### **2.6. Aspectos éticos**

Me comprometo a respetar la autenticidad de los resultados, la fiabilidad de los datos suministrados por la organización y la identidad de las personas que participan en el presente estudio.

### **III. RESULTADOS**

En el presente estudio se ha tomado como periodo base el año 2016 a razón que durante el año 2017 el OSINERGMIN, mediante Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 042-2017-OS/CD de fecha 17 de marzo de 2017, dispuso la suspensión de los procedimiento de supervisión que impliquen la selección de muestras para la medición de indicadores en instalaciones ubicadas en zonas declaradas en emergencia por desastres naturales (fenómeno El Niño), por lo tanto no se tomaron en cuenta las transgresiones a las tolerancias establecidas, generándose un desempeño inadecuado para el área en estudio durante esta etapa a causa de factores ajenos a la organización.

#### **3.1. Cálculo de los indicadores de calidad de suministro SAIFI y SAIDI; ENS y compensación por mala calidad de suministro.**

La unidad empresarial La Libertad Norte gestiona los sistemas eléctricos SE0253 Trujillo Baja Densidad (ST3), SE3122 Paiján Malabrigo (ST2), SE0168 Trujillo Rural: Trujillo, La Florida, Charat (ST4), SE0120 Guadalupe; Chepén, Pacasmayo (ST2), SE0254 Guadalupe Rural (ST3) y SE1168 Otuzco – Motil – La Florida (ST4), respectivamente, sistemas que en conjunto comprenden un total de 29 alimentadores de media tensión.

Para el cálculo de los indicadores de calidad de suministro en el presente estudio, se utilizó la base de datos de interrupciones con la que cuenta la empresa concesionaria, gestionada a través de su módulo Optimus NGC-NTCSE, software que aplica las ecuaciones (1.3) y (1.4). En la tabla 3.1 se presentan los indicadores SAIFI y SAIDI correspondiente al periodo 2016, desgregado por sistema eléctrico y AMT con mayor influencia en la calidad de suministro. Esta acción nos permitió determinar que el AMT CAO003 Cartavio obtuvo valores SAIFI igual a 34.51 fallas/usuario-año y SAIDI igual a 85.06 horas/usuario-año durante el periodo 2016, superando las tolerancias establecidas por el OSINERGMIN en un 279.2% y 455.3%, respectivamente.

Tabla 3.1 Indicadores SAIFI y SAIDI en el periodo 2016, desgregado por S.E. y AMT con mayor influencia en la calidad de suministro

SE	STD	AMT	SAIFI					SAIDI				
			2016	META (*)	Desv.	1,3xToler	Desv.	2016	META (*)	Desv.	1,3xToler	Desv.
SE0120 Guadalupe (Chepén – Pacasmayo)	2	PAC002 San Pedro de Lloc	27.88	5	457.6%	6.50	328.9%	51.12	9	468.0%	11.7	336.9%
SE0254 Guadalupe Rural	3	GUU001 San José – Ciudad de Dios	32.05	7	357.9%	9.10	252.2%	92.48	12	670.7%	15.60	492.8%
SE0253 Trujillo Baja Densidad	3	CAO003 Cartavio Pueblo	34.51	7	393.0%	9.10	279.2%	85.06	12	608.8%	15.60	445.3%

(\*) Tolerancia según sector típico de distribución (tabla 1.6)

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

En la tabla 3.2 se presentan las compensaciones por mala calidad de suministro del AMT CAO003 Cartavio, registradas en el periodo 2016 (para mayor detalle ver anexo C). Estas compensaciones, tal como establece la norma, se deducen semestralmente en función de la ENS, el Número de interrupciones por cliente por semestre (N) y la Duración total acumulada de interrupciones (D); para nuestro caso este cálculo se ha obtenido mediante el software Optimus NGC-NTCSE, aplicando la ecuación (1.5).

Tabla 3.2 Compensaciones por mala calidad de suministro registradas en el periodo 2016, según AMT.

Ítem	Código Optimus	AMT	Descripción	N° Clientes	Compensación NTCSE (US\$)
					2016
27	A3028	CAO003	Cartavio Pueblo	5,082	103,448.51

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

### 3.1.1. Cálculo típico para un cliente en media tensión. Caso Pozos Chiquitoy

A continuación, se ejecutará el cálculo específico de la compensación por mala calidad de suministro, concerniente a un cliente en media tensión del AMT CAO003 Cartavio, tomando como bases para el cálculo los datos correspondientes al cliente Pozos Chiquitoy (suministro 58107164), obtenidos al segundo semestre (S2) del año 2016, según detalle:

$$ERS = 3\,665\,567,76 \text{ kWh}$$

$$NHS = 4\,416,00 \text{ h}$$

$$N' = 6 \text{ interrupciones/semestre}$$

$$N = 14,50 \text{ interrupciones/semestre}$$

$$D' = 10 \text{ horas/semestre}$$

$$D = 25,84 \text{ horas/semestre}$$

$$\sum d_i = 235,64 \text{ horas/semestre}$$

$$e = 0,35 \text{ US\$}/\text{kW} \cdot \text{h}$$

El registro histórico de interrupciones que afectaron al cliente Pozos Chiquitoy se encuentra incluido en la tabla 3.3

#### Cálculo del factor E

$$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D']$$

$$E = [1 + (\frac{14,50 - 6}{6}) + (\frac{25,84 - 10}{10})]$$

$$E = 4,0007$$

#### Cálculo del factor ENS

$$ENS = ERS / (NHS - \sum d_i) * D$$

$$ENS = \frac{3\,665\,567.76}{(4\,416,00 - 235,4)} * 25,84$$

$$ENS = 22\,658,55 \text{ kWh}$$

### **Compensación por interrupciones S2 2016**

$$\text{Compensación por interrupción} = e * E * ENS$$

$$\text{Compensación por interrupción} = 0,35 \text{ US\$/kWh} * 4,0007 * 22\,658,55 \text{ kWh}$$

$$\text{Compensación por interrupción} = \text{US\$ } 31\,727,521$$

En consecuencia, la compensación para el cliente mayor Pozos Chiquitoy, correspondiente al segundo semestre (S2) del año 2016, asciende a un total de US\$ 31 727,521 dólares americanos.

Asimismo, la determinación de los índices de calidad de suministro SAIFI y SAIDI para el alimentador al cual pertenece el usuario se realizó también base a las interrupciones contenidas en la tabla 3.3.

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N}$$

$$SAIFI = \frac{28\,334 + 5\,500 + 4\,928 + 4\,928 + 5\,044 + 1 + \dots + 5\,0780}{95\,711}$$

$$SAIFI = \frac{229\,176}{95\,711}$$

$$SAIFI = 2,39 \text{ (fallas/usuario - semestre)}$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n (t_i x u_i)}{N}$$

$$SAIDI = \frac{1 * 9.59 + 1 * 12.24 + \dots + 1 * 5\,078}{24}$$

$$SAIDI = \frac{235.64}{24}$$

$$SAIDI = 9.82 \text{ (horas/usuario - semestre)}$$

Podemos evidenciar la diferencia entre los valores obtenidos por los indicadores individuales de calidad de suministro (N y D) y los índices SAIFI y SAIDI, divergencia que muestra que para el presente caso aplicativo se obtuvo un 262.50% sobre el promedio respecto al N y 269,14% sobre del promedio en relación al D, esta medida indica que los indicadores de performance del sistema (SAIFI y SAIDI) ocultan deducciones que se desvían de la media.

Tabla 3.3 Cálculo típico para un cliente en media tensión. Caso Pozos Chiquitoy

Cliente de Media Tensión													
Energía registrada semestre (ERS)	3,665,567.76	kW.h	<b>Factor de Ponderación N</b>		<b>Factor de Ponderación D</b>						<b>Tolerancias NTCSE</b>		
Nro. Horas del semestre (NHS)	4,416.00	Horas	Interrupciones Ki		Interrupciones Ki						NT	N	D
N (Tolerancias)	14.50	Veces	Pro. * expansión y reforzamiento 0.50		Pro. * expansión y reforzamiento 0.25						AT	3	6
D (Tolerancias)	25.84	Horas	Pro. * mantenimiento 1.00		Pro. * mantenimiento 0.50						MT	6	10
e (Compensación unitaria)	0.35	Dólar/kW.h	Falla u otros 1.00		Falla u otros 1.00						BT	8	13

Ítem	Motivo	Sub Motivo	Hora Inicio	Hora Final	Cientes afectados	Cientes totales	Σdi	Estado	Factor N	Factor D	N	D	SAIFI	SAIDI
1	(12) Mantenimiento preventivo	(106) Limpieza de partes aislantes	24/07/2016 07:00	24/07/2016 16:35	1	28334	9.59	0.5	1.00	0.50	1	4.80	0.00	0.40
2	(12) Mantenimiento preventivo	(106) Limpieza de partes aislantes	24/07/2016 16:35	24/07/2016 16:50	1	5500	12.24	0.5	1.00	0.50	0	0.12	0.00	0.51
3	(12) Mantenimiento preventivo	(106) Limpieza de partes aislantes	24/07/2016 16:50	24/07/2016 17:00	1	4928	12.17	0.5	1.00	0.50	0	0.08	0.00	0.51
4	(10) Falla	(144) Tiempo adicional por mantenimiento programado.	24/07/2016 17:00	24/07/2016 17:05	1	4928	12.10	1	1.00	1.00	0	0.10	0.00	0.50
5	(10) Falla	(146) Línea abierta o caída	25/07/2016 01:47	25/07/2016 04:31	1	5044	2.73	1	1.00	1.00	1	2.73	0.00	0.11
6	(10) Falla	(162) De única responsabilidad del cliente	25/07/2016 11:52	25/07/2016 14:00	1	1	2.12	0	0.00	0.00	0	0.00	1.00	0.09

7	(13) Por maniobra sin aviso, corta	(109) Seguridad	08/08/2016 05:47	08/08/2016 06:19	1	5082	12.53	1	1.00	1.00	1	0.53	0.00	0.52
8	(10) Falla	(146) Línea abierta o caída	24/08/2016 01:57	24/08/2016 02:36	1	5055	12.65	1	1.00	1.00	1	0.65	0.00	0.53
9	(12) Mantenimiento preventivo	(106) Limpieza de partes aislantes	04/09/2016 08:00	04/09/2016 15:54	1	5070	7.90	0.5	1.00	0.50	1	3.95	0.00	0.33
10	(13) Por maniobra sin aviso, corta	(109) Seguridad	03/09/2016 07:01	03/09/2016 07:16	1	5076	12.25	1	1.00	1.00	1	0.25	0.00	0.51
11	(10) Falla	(152) Cortocircuito	30/09/2016 17:20	30/09/2016 17:55	1	5070	12.58	1	1.00	1.00	1	0.58	0.00	0.52
12	(10) Falla	(152) Cortocircuito	30/09/2016 17:55	30/09/2016 18:14	1	25	12.32	1	1.00	1.00	0	0.32	0.04	0.51
13	(11) Interrupción por Expansión y Reforzamiento	(113) Incremento de la Capacidad del conductor	23/10/2016 07:00	23/10/2016 15:58	1	5030	8.97	0.25	0.50	0.25	0.5	2.24	0.00	0.37
14	(10) Falla	(146) Línea abierta o caída	04/11/2016 05:54	04/11/2016 06:32	1	5051	12.63	1	1.00	1.00	1	0.63	0.00	0.53
15	(10) Falla	(146) Línea abierta o caída	17/11/2016 09:11	17/11/2016 10:49	1	4855	1.63	1	1.00	1.00	1	1.63	0.00	0.07
16	(13) Por maniobra sin aviso, corta	(111) Reparación de Falso contacto/Punto caliente	23/11/2016 17:50	23/11/2016 17:57	1	4991	12.12	1	1.00	1.00	1	0.12	0.00	0.50
17	(10) Falla	(151) Avería en equipo de protección y/o maniobra	11/12/2016 11:09	11/12/2016 11:20	1	29053	12.19	1	1.00	1.00	1	0.19	0.00	0.51
18	(10) Falla	(151) Avería en equipo de protección y/o maniobra	11/12/2016 11:20	11/12/2016 11:25	1	5072	12.08	1	1.00	1.00	0	0.08	0.00	0.50
19	(10) Falla	(151) Avería en equipo de protección y/o maniobra	11/12/2016 11:33	11/12/2016 12:07	1	29053	12.57	1	1.00	1.00	1	0.57	0.00	0.52
20	(10) Falla	(151) Avería en equipo de protección y/o maniobra	11/12/2016 12:07	11/12/2016 15:09	1	5072	3.03	1	1.00	1.00	0	3.03	0.00	0.13



21	(10) Falla	(151) Avería en equipo de protección y/o maniobra	12/12/2016 09:54	12/12/2016 10:01	1	28365	12.12	1	1.00	1.00	1	0.12	0.00	0.50
22	(10) Falla	(151) Avería en equipo de protección y/o maniobra	12/12/2016 10:01	12/12/2016 10:22	1	5077	12.36	1	1.00	1.00	0	0.36	0.00	0.51
23	(10) Falla	(151) Avería en equipo de protección y/o maniobra	12/12/2016 10:31	12/12/2016 13:03	1	28366	2.52	1	1.00	1.00	1	2.52	0.00	0.11
24	(10) Falla	(151) Avería en equipo de protección y/o maniobra	12/12/2016 13:03	12/12/2016 13:17	1	5078	12.24	1	1.00	1.00	0	0.24	0.00	0.51

Compensación semestre 2016-2: US\$ 31 727,521 dólares americanos

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

### **3.2.Determinación de los AMT críticos de la unidad de negocios La Libertad Norte para el año 2016, en base a sus indicadores de calidad de suministro, ENS y compensaciones.**

En el marco del presente estudio se ha ponderado el SAIFI por medio del coste promedio de reparación por AMT, SAIDI a través de la energía teórica no suministrada y las compensaciones por mala calidad de suministro. Es de indicar que el cálculo de la ENS no es medible, sino estimativo y de utilidad para la planificación y gestión del mantenimiento, dicha valor se obtuvo aplicando la ecuación (1.8).

En la tabla 3.4 se presenta el cálculo de la ENS durante el periodo 2016, tal como su nombre indica, no fue suministrada a los abonados a consecuencia de las perturbaciones del sistema.

Tabla 3.4 Cálculo de la ENS (MW.h) por AMT en función del SAIDI

Ítem	Código Optimus	AMT	Descripción	Nº Clientes	Energía (MW.h/Año)	SAIDI	ENS (Dólar/MW.h)
19	A3028	CAO003	Cartavio Pueblo	5,082	16,654.94	85.0669	15.09

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

En la tabla 3.5 se muestra el cálculo del coste de reparación en función del SAIFI y el coste de reparación por falla de un alimentador de media tensión, costes en los que se incurre con motivo de la reposición del servicio, los cuales implican la asignación de recursos tales como materiales, herramientas, maquinaria, personal técnico calificado, entre otros. Para Hidrandina S.A. estos costos oscilan entre US\$ 248.79 y US\$ 835.62 dólares americanos, valores obtenidos del programa informático SAP (Sistemas, Aplicaciones, Productos in Data Procesan), software que utiliza la organización para organizar y gestionar sus recursos.

Tabla 3.5 Cálculo del coste de reparación por AMT en función al SAIFI

Ítem	Código Optimus	AMT	Descripción	N° Clientes	SAIFI	Coste de reparación por falla (\$)	Total de Reparación (\$)
19	A3028	CAO003	Cartavio Pueblo	5082	34.5126	511.36	17,648.36

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

En la tabla 3.6 mostramos los cálculos derivados de la ENS en base al SAIDI, utilidad cesante (precio de venta – precio de compra), coste de reparación en función del SAIFI y compensaciones NTCSE por AMT durante el periodo 2016 (ver anexo D). Bajo estas consideraciones determinamos los costes ineficiencia que originan las interrupciones por AMT, para posteriormente elabora una clasificación (ranking) de los AMT con mayores costes de ineficiencia, estructurando estos de mayor a menor.

Tabla 3.6 Ranking de los AMT críticos en base a los costes de ineficiencia para el periodo 2016.

Ítem	Cód. Optimus	AMT	Descripción	N° Clientes interrumpidos	Energía (MW.h/Año)	SAIFI	SAIDI	ENS (MW.h)	(1) ENS (Dólar/MW.h)	(2) Reparación (\$)	(3) Comp. NTCSE 2016	(1+2+3) Total (\$)	Particip. (%)	Acum. (%)
20	A3046	PAC002	San Pedro de Lloc	4,525	15,895	27.8882	51.1224	161.32	6,457.73	248.79	27,059.43	33,765.95	7.01%	55.41%
21	A3042	GUU001	San José - Ciudad de Dios	7,040	19,521	32.0486	94.4829	948.08	26,465.86	835.62	64,044.25	91,345.73	18.97%	74.39%
22	A3028	CAO003	Cartavio Pueblo	5,082	16,655	34.5126	85.0669	124.50	19,316.14	511.36	103,448.51	123,276.01	25.60%	100.00%

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

En la figura 3.1 utilizamos el diagrama de Pareto (regla 80 – 20) a fin de especificar cuáles son los AMT más críticos de la unidad de negocios La Libertad Norte, siendo que el 55,41% de los costes de ineficiencia, se agrupa en el 20% de los alimentadores de MT.

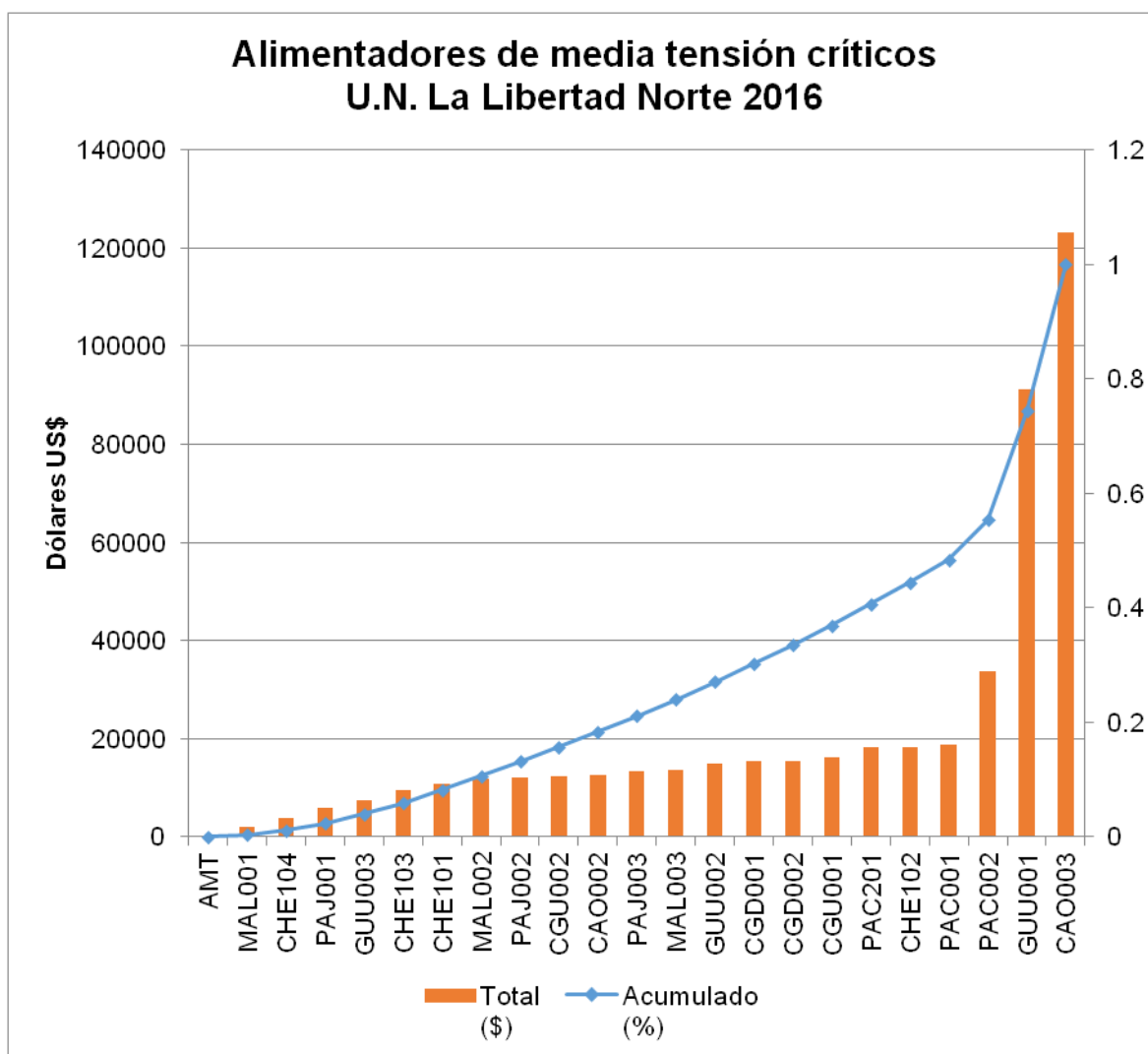


Figura 3.1 Ranking de AMT críticos de la U.N. La Libertad Norte, 2016.

### 3.2.1. Alimentadores de media tensión críticos

En la tabla 3.7 y figura 3.2 se muestran los AMT críticos, los cuales se determinaron en función al criterio de costes de ineficiencia. De los resultados obtenidos, precisamos que un total de tres (03) alimentadores de media tensión representan el 20%, agrupándose en estos el 55,41% del coste de ineficiencia de

la unidad de unidad de negocios La Libertad Norte, como consecuencia de la transgresión de la calidad de suministro de acuerdo a lo establecido en la NTCSE.

Tabla 3.7 AMT críticos en base a los costes de ineficiencia (dólares/año)

Ítem	Cód. Optimus	AMT	Descripción	Usuarios interrumpidos	(1) ENS (Dólar/MW.h)	(2) Reparación (\$)	(3) Compensación NTCSE 2016	(1+2+3) Total (\$)
20	A3046	PAC002	San Pedro de Lloc	4,525	6,457.73	248.79	27,059.43	33,765.95
14	A3042	GUU001	San José - Ciudad de Dios	7,040	26,465.86	835.62	64,044.25	91,345.73
19	A3028	CAO003	Cartavio Pueblo	5,082	19,316.14	511.36	103,448.51	123,276.01

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

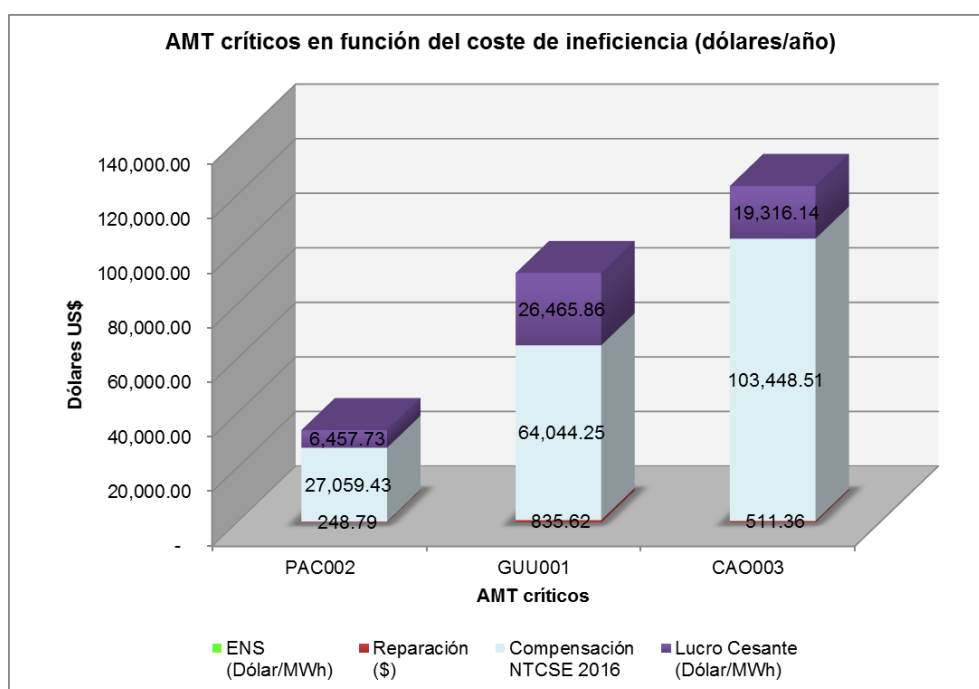


Figura 3.2 Ranking de AMT críticos de la U.N. La Libertad Norte en función al coste de ineficiencia.

### 3.3. Recopilación de datos del sistema de distribución primaria en estudio

El alimentador de media tensión A3028 CAO003 Cartavio, perteneciente al SE 0253 Trujillo Baja Densidad, unidad de negocios La Libertad Norte, se encuentra

conectado a la barra de 13,8 kV de la SET Santiago de Cao, quien a su vez parte del transformador de potencia TP-A028 de tres devanados (ver anexo i).

Con la finalidad de obtener una representación del comportamiento histórico del sistema y reflejar la significancia de las interrupciones que afectaron la continuidad del servicio en el AMT CAO003 Cartavio – Chiquitoy durante el periodo 2016 – 2017, estas se clasificaron según motivos y sub motivos de falla causantes de las interrupciones en la tabla 3.8 (anexo E) y figura 3.3, respectivamente.

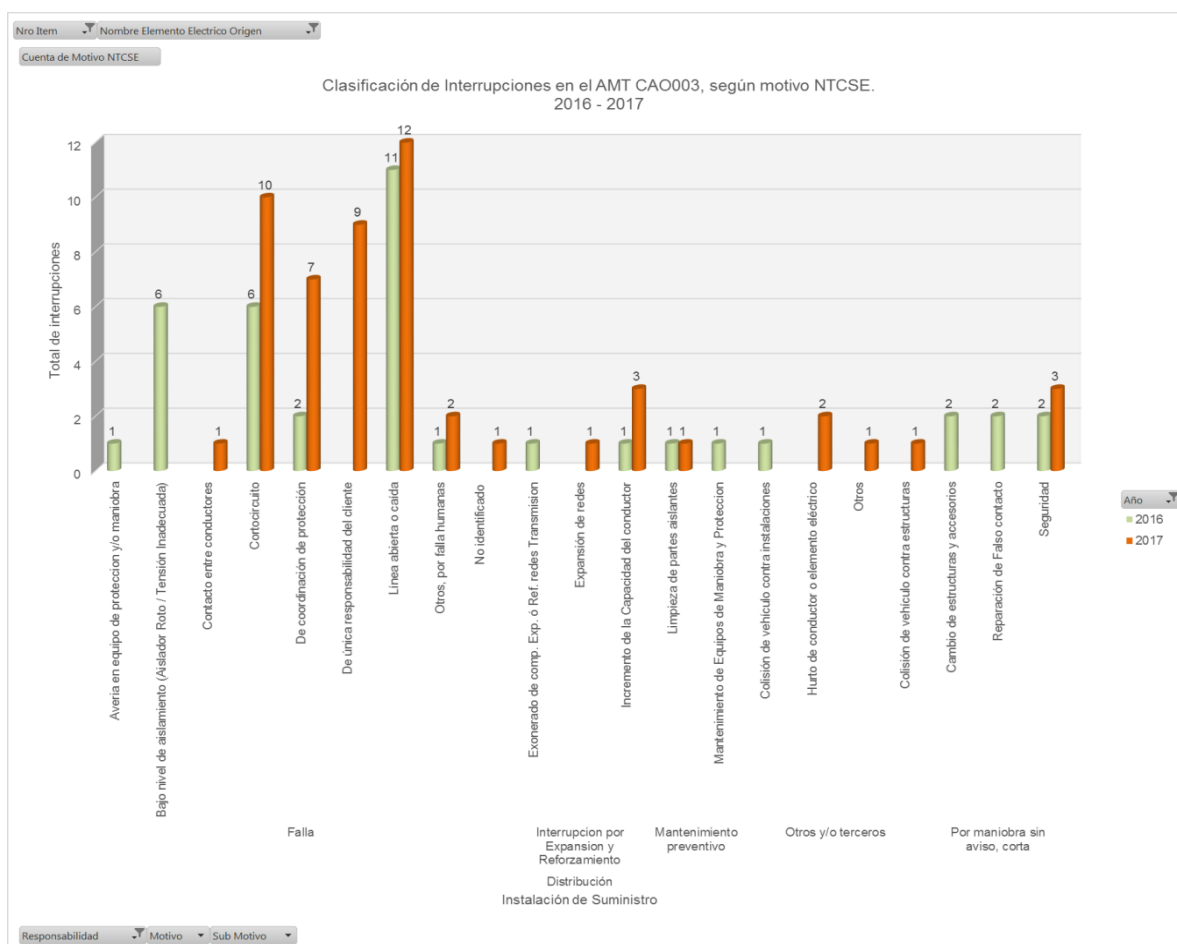


Figura 3.3 Clasificación de interrupciones en el AMT CAO003 en 13,8 kV, según motivo NTCSE

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

### 3.4. Evaluación del contexto operacional del sistema de distribución correspondiente al AMT CAO003 Cartavio – Chiquitoy, mediante el software Distribution Análisis and Planning (DAP).

En la tabla 3.9 se presentan los componentes que conforman el alimentador de media tensión AMT CAO003 Cartavio, en cual se aplicará el programa de mantenimiento con técnica TcT para mejorar los indicadores de calidad de suministro de energía eléctrica.

Tabla 3.9 Componentes que constituyen el AMT CAO003 Cartavio - Chiquitoy

SISTEMA ELÉCTRICO	SET	AMT	SECCIONADORES			TRANSFORMADORES	SED				RED BT		RED MT	
			FUSIBLE (CUT OUT)	RECLOSER	BAJO CARGA		PROPIAS	POTENCIA INSTALADA (MVA)	TERCEROS	POTENCIA INSTALADA (MVA)	AÉREA (Km.)	SUBTERRANEA (Km.)	AÉREA (Km.)	SUBTERRANEA (Km.)
SE0253 Trujillo Baja Densidad (ST3)	Santiago de Cao	CAO003	55	1	2	56	39	3,13	17	1,94	60,52	1,90	67,50	0,81

Fuente: Gis, Unidad Técnica, Hidrandina S.A. – U.N. La Libertad Norte 2016.

Estructuralmente se encuentra en un estado regular (figuras 3.4 y 3.5 - anexo F), desde el punto de vista físico, visto exteriormente; según las siguientes características y/o parámetros eléctricos:

- Tensión nominal del sistema : 13,8 kV.
- Sistema : 3  $\phi$
- Frecuencia : 60 Hz
- Factor de potencia : 0,9 (atraso)
- Potencia de cortocircuito trifásico : 218 MVA
- Disposición : Triangular rural, vertical urbano
- Postería : De concreto armado
- Crucetas : De concreto armado
- Aisladores : Pin porcelana y cadena de aisladores de porcelana.

### 3.4.1. Cálculo de Flujo de Potencia y caída de tensión, mediante el software Distribution Análisis and Planning (DAP).

Para los cálculos de flujo de potencia y caída de tensión del AMT CAO003, se ha empleado el software Distribution Análisis and Planning (DAP). El modelo matemático que utiliza el software es el método de suma de corrientes trifásico y su vez toma en cuenta las siguientes consideraciones:

a. Líneas de Media Tensión (MT)

- Cargas ( $D_{m\acute{a}x}$  transformadores).
- Conductores (tipo, calibre, fases, disposición).
- Datos de Medición en Salida ( $D_{m\acute{a}x}$  y  $V$ ).
- Factor de Carga.
- Factor de Simultaneidad de las cargas.

b. Transformadores (SED)

- Pérdidas de Potencia en el Cobre (c.c.).
- Pérdidas de Potencia en Vacío (sin carga).
- Demanda máxima.
- Factor de Carga.

c. Líneas de Baja Tensión (Red BT)

- Conductores (tipo, calibre, fases, disposición).
- Datos de Medición en Salida ( $D_{m\acute{a}x}$  y  $V$ ).
- Datos de Cargas ( $kW.h$  y/o  $kW$  del suministro).
- Factor de Carga.
- Factor de contribución a la punta (definido por la tarifa y sector típico) o Factor de Simultaneidad

Efectuada la simulación con software DAP, a continuación se muestran los reportes temáticos del AMT CAO003 Cartavio, respecto a los porcentajes de sobrecarga en los conductores (figuras 3.6 y 3.7), calibre y tipo de conductores (figura 3.8), y porcentajes de caída de tensión (3.9 y 3.10), respectivamente, según detalle:



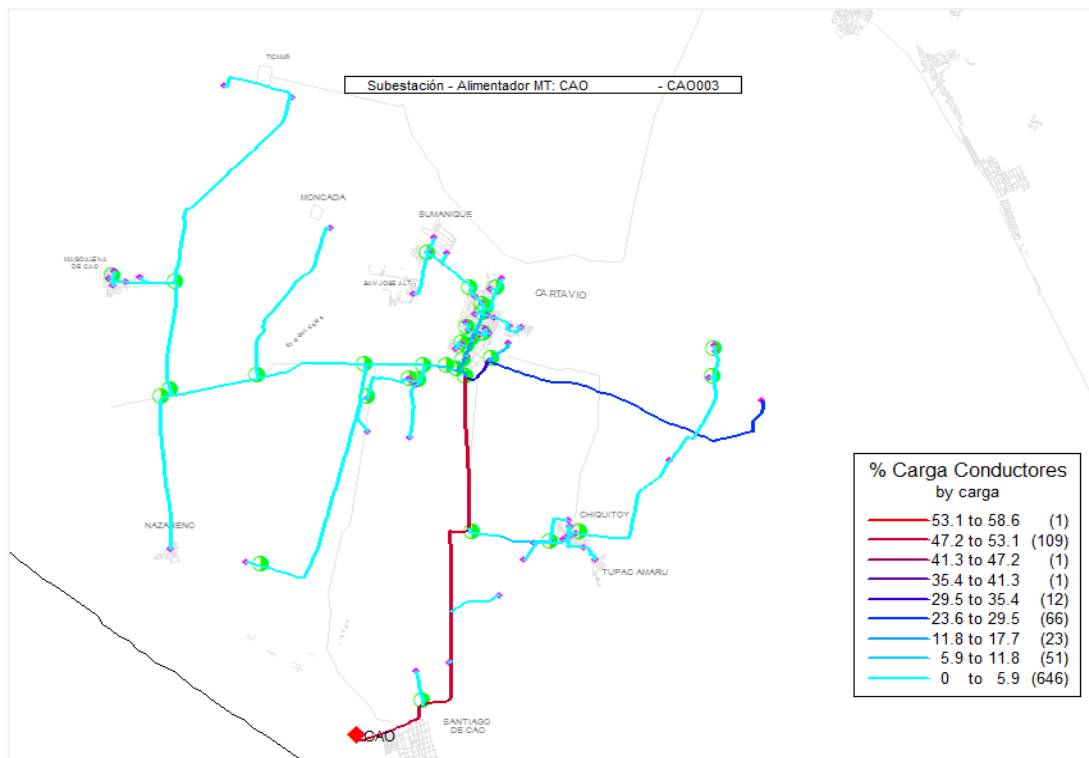


Figura 3.6 Sobrecarga de conductores (%) del AMT CAO003

**Variables de Operación**

---

**Datos de línea o tramo de red**

Subestación: CAO Alimentador: CAO003 Vano: 350004678

Longitud: 81.43 Calibre Fase: AL3x120 Calibre Neutro:

Km-Fuente: 7.09482 Resist. en Ohms: 0.0323098 React. en Ohm: 0.024657

---

Fase R		Fase S		Fase T	
Flujo (kW):	1117.8031	Flujo (kW):	1115.4748	Flujo (kW):	1112.5781
Flujo (kVAR):	512.7756	Flujo (kVAR):	514.2559	Flujo (kVAR):	515.5459
Tensión (V):	7363.2	Tensión (V):	7350.57	Tensión (V):	7360
Corriente (I):	166.88	Corriente (I):	166.95	Corriente (I):	166.46
Perd.(Kw)	0.896341	Perd.(Kw)	0.897147	Perd.(Kw)	0.891858
Perd.(kVAr)	0.690929	Perd.(kVAr)	0.691551	Perd.(kVAr)	0.687474
Angulo V:	-1.07	Angulo V:	239.05	Angulo V:	119.02
Cos FI	0.90892643	Cos FI	0.90813853	Cos FI	0.90732276
% Caid. Tens.	7.65	% Caid. Tens.	7.65	% Caid. Tens.	7.65

---

**Corriente en Neutro (o AP)** Neutro o AP (A): 0.57

**Perdida en Neutro (o AP)** kW: 0 kVAr: 0

---

**Flujo de Potencia Total (RST)** kW: 3345.856 kVAr: 1542.5774

**Perdida de Potencia Total (RST)** kW: 2.685346 kVAr: 2.069954

---

lcc-Trifas/Monf: 0 0 Req-L: 2.7961053 Xeq-L: 2.141027 Cerrar

Figura 3.7 Tramo de red con mayor sobrecarga dentro del AMT CAO003

En la figura 3.6 el reporte temático nos permite advertir los porcentajes de sobrecarga que existen en el AMT CAO003, representando por colores los tramos de red, con variaciones que oscilan entre 41.3% y 58.6%, respectivamente. La figura 3.7 muestra la ventana de diálogo del tramo de red con mayor sobrecarga en todo el AMT, siendo esta correspondiente al intervalo 53.1 y 58.6%, y comprende el recorrido desde la salida de la SET Santiago de Cao hasta el seccionador fusible I328359, entrada a Cartavio.

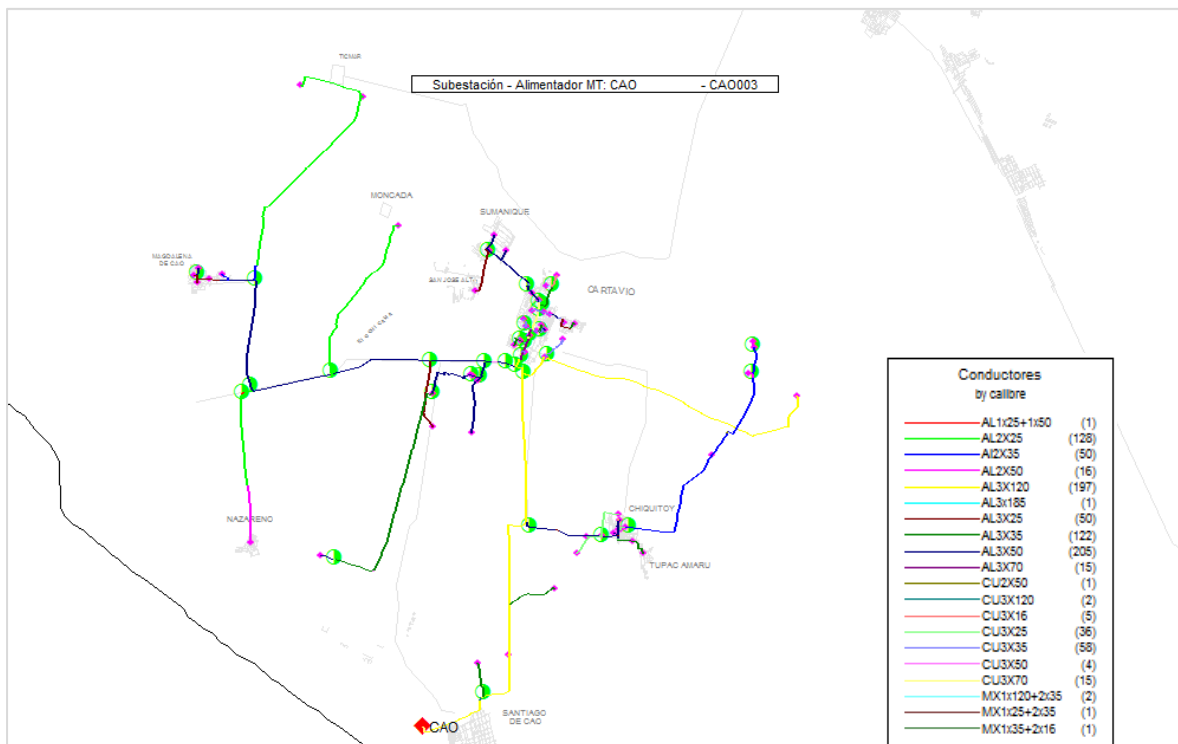


Figura 3.8 Calibre de conductores existentes en el AMT CAO003

Respecto al reporte temático de conductores eléctricos (figura 3.8), instalados en el AMT CAO003 Cartavio, muestra que el tramo de red principal (troncal) es de material AL3x120mm<sup>2</sup> en un extensión de 8.39562 km/fuente, con inicio en la salida de la SET Santiago de Cao hasta el seccionador fusible I328359. Asimismo, en las derivaciones laterales también podemos distinguir tramos de red con conductor de cobre en diferentes secciones, tales como: Cu3x120mm<sup>2</sup>, Cu3x70mm<sup>2</sup>, Cu3x50mm<sup>2</sup>, entre otros.

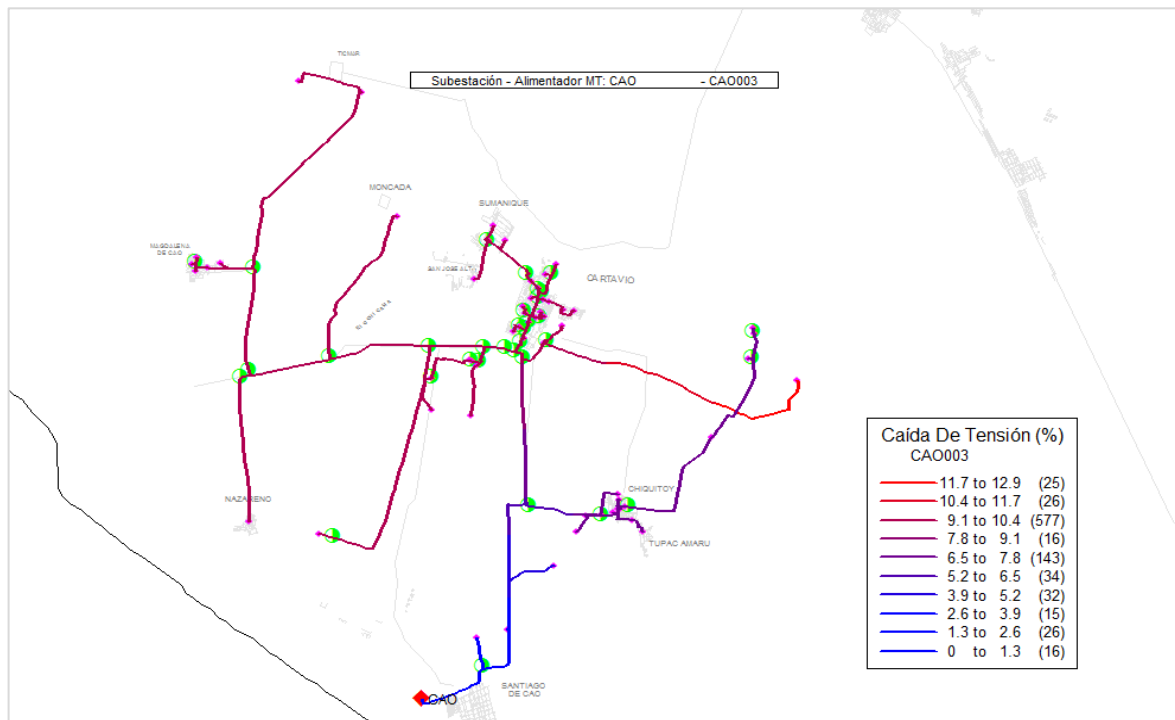


Figura 3.9 Caídas de tensión (%) en el AMT CAO003

**Variables de Operación**

---

**Datos de línea o tramo de red**

Subestación: CAO Alimentador: CAO003 Vano: 350012003  
 Longitud: 101 Calibre Fase: AL3X120 Calibre Neutro:   
 Km-Fuente: 12.26681 Resist. en Ohms: 0.0400748 React. en Ohm: 0.0305828

---

Fase R		Fase S		Fase T	
Flujo (kW):	581.512	Flujo (kW):	580.1773	Flujo (kW):	583.6077
Flujo (kVAR):	282.3368	Flujo (kVAR):	284.1575	Flujo (kVAR):	280.2588
Tensión (V):	7069.9	Tensión (V):	7062.02	Tensión (V):	7074.3
Corriente (I):	91.37	Corriente (I):	91.42	Corriente (I):	91.46
Perd.(Kw):	0.335909	Perd.(Kw):	0.33629	Perd.(Kw):	0.336555
Perd.(kVAr):	0.25753	Perd.(kVAr):	0.257822	Perd.(kVAr):	0.258025
Angulo V:	-1.61	Angulo V:	238.63	Angulo V:	118.39
Cos FI:	0.89957616	Cos FI:	0.89806941	Cos FI:	0.90144645
% Caid. Tens.	11.28	% Caid. Tens.	11.28	% Caid. Tens.	11.28

---

**Corriente en Neutro (o AP)**      **Perdida en Neutro (o AP)**

Neutro o AP (A): 0.41      kW: 0      kVAr: 0

---

**Flujo de Potencia Total (RST)**      **Perdida de Potencia Total (RST)**

kW: 1745.297      kVAr: 846.7531      kW: 1.008754      kVAr: 0.773377

---

Loc-Trías/Monf: 0      0      Req-L: 4.8482477      Xeq-L: 3.7071058      Cerrar

Figura 3.10 Tramo de red con mayor caída de tensión (11.7% a 12.9%) dentro del AMT CAO003

Las figuras 3.9 y 3.10 muestran el reporte temático emitido por el software DAP, en relación a los porcentajes de caída de tensión que existen en el AMT CAO003 Cartavio, de estos resultados podemos indicar que el tramo de red con código 350012003 presenta una caída de tensión de 11.28% (tolerancia según NTCSE  $\pm$  5%) en cada una de sus fases (R, S, T), correspondiente a un conductor de material AL3x120 mm<sup>2</sup>; del mismo modo, se muestra tensiones en fases de 7 069.9 V (fase R), 7 062.2 (fase S) y 7 074.3 (fase T), entre otros (ver tabla 3.10 – anexo G).

<b>PROCESANDO DEMANDAS POR SUBESTACIONES...</b>		
<b>Sumatoria de Demandas Maximas:</b>		
<b>Potencia Activa Total(kW):</b>	<b>3521.26</b>	<b>Pot. React(kVAR): 1707.76</b>
<b>Demanda(Carga) + Pérdidas de Potencia:</b>	<b>3905.31 kW</b>	
<b>Potencia de la Carga:</b>	<b>3502.43 kW</b>	
<b>Pérdidas de Potencia en Líneas:</b>	<b>384.05 kW</b>	
<b>Pérdidas de Potencia en Líneas Neutro:</b>	<b>0.00 kW</b>	
<b>Pérdidas de Potencia en Transformadores:</b>	<b>18.83 kW</b>	
<b>Porcentaje de Pérdidas de Potencia en Líneas:</b>	<b>9.83 %</b>	
<b>Porcentaje de Pérdidas de Potencia en Tfs:</b>	<b>0.51 %</b>	
<b>Porcentaje de Pérdidas de Energía en Líneas:</b>	<b>3.41 %</b>	
<b>Porcentaje de Pérdidas de Energía en Tfs:</b>	<b>0.53 %</b>	

Figura 3.11 Reporte de flujo de potencia del AMT CAO003

La figura 3.11 muestra los resultados del flujo de potencia del AMT CAO003 Cartavio efectuados por el software DAP, indica potencia activa total 3 521.26 kW, potencia reactiva igual 1 707.76 kVAR, pérdidas de potencia en líneas de 384.05 kW, pérdidas de potencia en transformadores de 18.83 kW y porcentaje de pérdidas de potencia en líneas de 9.83%.

### **3.5. Elaboración del plan de mantenimiento de la red de distribución primaria con técnica TcT.**

El plan de mantenimiento fue elaborado en función de los valores obtenidos del cálculo de los índices de calidad de suministro y la determinación del ranking de los alimentadores críticos de la unidad de negocios La Libertad Norte; siendo este el AMT CAO003 Cartavio. En el presente estudio se muestra en detalle el orden

de actividades a realizarse para mejorar la calidad de suministro del alimentador que representa el 25.60% del coste de ineficiencia de la organización.

Para preparar el plan de acción a ser aplicado en el AMT crítico se efectuaron las siguientes tareas, según detalle:

- Se obtuvieron los registros de interrupciones acontecidas en las instalaciones de media tensión que impactaron negativamente al alimentador de media tensión.
- Se comprobó el componente eléctrico de origen, causante de las fallas en estos registros y se graficaron las mismas en el esquema unifilar para su zonificación.
- Posteriormente se realizaron inspecciones minuciosas con las cuadrillas de mantenimiento predictivo y TcT, respectivamente para remediar los puntos críticos identificados.

### **3.5.1. Desarrollo del programa de trabajo**

#### **3.5.1.1. Registro de interrupciones del AMT CAO003 Cartavio - Chiquitoy**

Del módulo Optimus NGC-NTCSE se obtuvieron los registros de interrupciones que comprometieron la continuidad del suministro eléctrico del AMT CAO003 las cuales se presentan en la tabla 3.11 (anexo H).

#### **3.5.1.2. Ubicación de las fallas que motivaron interrupciones en el diagrama unifilar del AMT CAO003 Cartavio**

En la figura 3.12 se han insertado explícitamente, mediante puntos, las zonas donde sobrevinieron fallas que motivaron interrupciones en el AMT. Tal como se evidencia, el 70% de eventos de falla se ubican aguas abajo del seccionador tripolar bajo carga I328067.

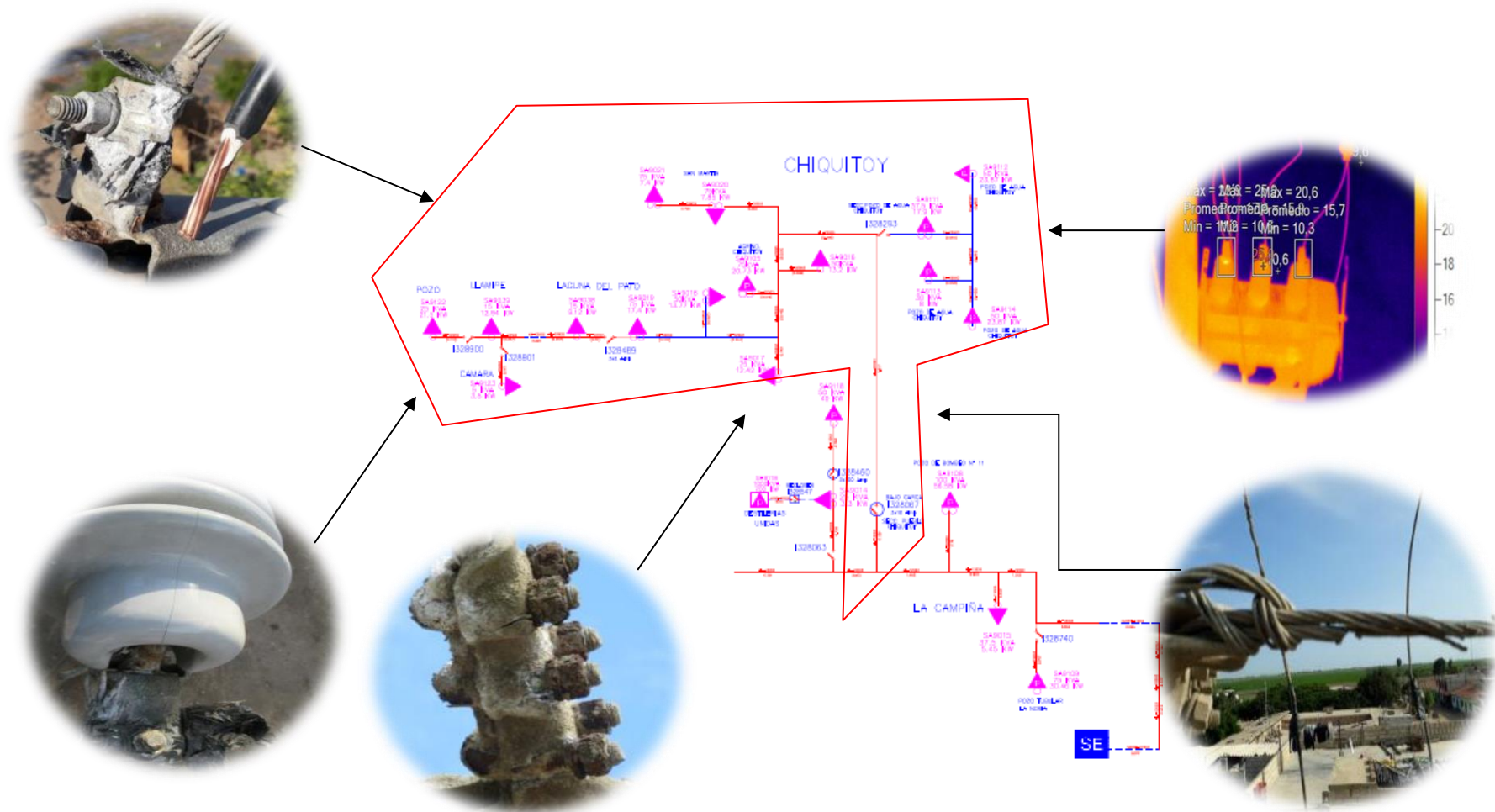


Figura 3.12 Zonificación de componentes con falla en el alimentador de media tensión CAO003 “Cartavio”, año 2016

### 3.5.1.3. Inspecciones minuciosas con cuadrilla de mantenimiento predictivo (inspección termográfica y efecto corona) y TcT

**a. Termografía:** El grupo de trabajo antes indicado realizó el mantenimiento predictivo de las instalaciones de media tensión, detectándose las siguientes anomalías: temperaturas con evolución de punto caliente o crítico en aisladores de porcelana, aisladores poliméricos, conectores; seccionadores y otros.

En la figura 3.13 podemos observar que, los valores obtenidos en la medición al elemento eléctrico indica una temperatura con evolución de punto caliente (A1 = 25,0 °C), realizando la intervención con cuadrilla TcT para limpieza y ajustes en bushing de seccionador tripolar bajo carga.

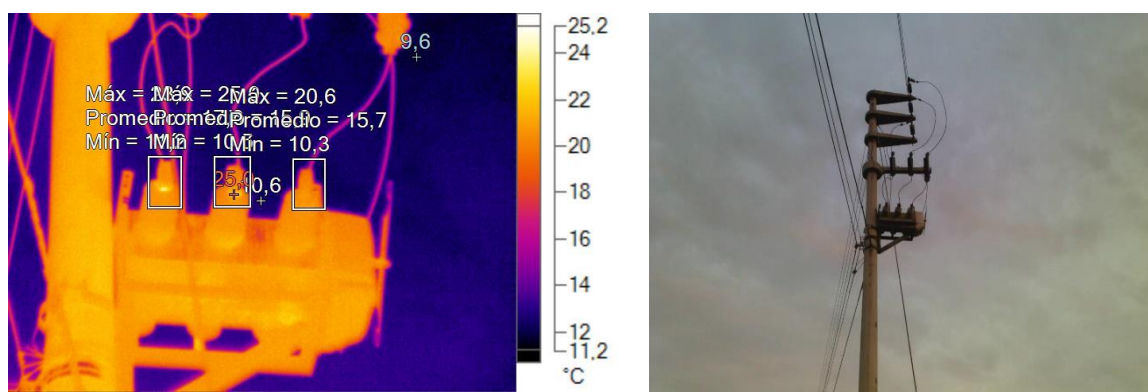


Figura 3.13 Punto caliente en seccionador tripolar de apertura bajo carga I328067

En la figura 3.14 advertimos una temperatura con evolución de punto caliente en los aisladores de porcelana tipo PIN y cadena (A2 = 27,1 °C), se programó intervención con cuadrilla TcT para sustituir los componentes señalados.

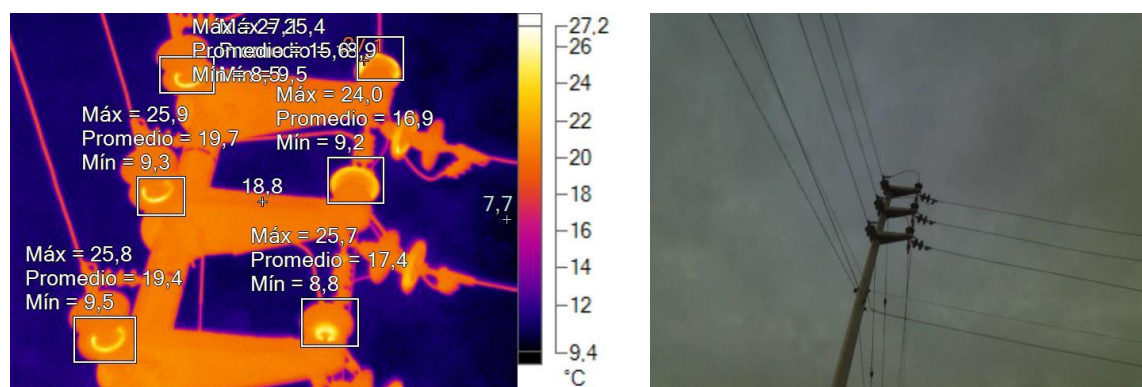


Figura 3.14 Punto caliente o crítico en aisladores de porcelana, EMT 5000148



**b. Efecto corona:** Respecto a nuestro sistema en estudio, la cuadrilla de mantenimiento predictivo llevó a cabo inspecciones planeadas revelando las siguientes deficiencias:

La figura 3.15 muestra una intensidad de corona alta ( $> 5000$  fotones) detectados por la cámara DayCor, los cuales degradan el nivel de aislamiento del material de porcelana (aisladores). Aislador de material porcelana tipo pin programado para cambio inmediato por presentar fisuras y descargas a tierra.



Figura 3.15 Efecto corona en aislador porcelana tipo pin

La figura 3.16 revela descargas parciales altas ( $> 5000$  fotones) que golpean el aislador de material porcelana tipo cadena de la estructura de media tensión, haciendo necesaria la intervención de la cuadrilla de lavado en vivo (hidrolavado) para efectos de mantenimiento de partes aislantes, considerando como aliciente la alta polución en sectores cercanos al complejo industrial Cartavio (elaboración de azúcar) que afectan las instalaciones de la concesionaria.



Figura 3.16 Efecto corona en aislador porcelana tipo cadena



### c. Inspección minuciosa ejecutado por la cuadrilla TcT

Respecto a esta actividad, el soporte técnico de la cuadrilla TcT es vital para la identificación de deficiencias en las instalaciones de media tensión, tales como: corrosión galvánica, conductor deshebrado, aisladores y seccionadores fusible fisurados, etc., permitiendo la ejecución de actividades correctivas e involucrando en las mismas a las distintas áreas con responsabilidad en el mantenimiento del sistema eléctrico (redes aéreas, redes subterráneas, etc.)

La tabla 3.12 muestra las observaciones derivadas de la inspección minuciosa desarrollada en el AMT CAO003 Cartavio, por parte de la cuadrilla TcT, observaciones disgregadas según área de responsabilidad para la programación de su mantenimiento correctivo a frecuencia fija, exceptuando las actividades de la cuadrilla de lavado en vivo, las cuales también se ejecutan con tensión.

Tabla 3.12 Deficiencias derivadas de la inspección minuciosa por parte de la cuadrilla TcT.

Ítem	Descripción	UM	Cant.
1	Aislador porcelana para suspensión y herrajes en mal estado	UND	17
2	Aislador porcelana tipo descargado	UND	21
3	Conductor de aleación de aluminio 6201-T81 (AAAC) cableado de 70 mm <sup>2</sup> deshebrado	M	4810
4	Perno ojo A°G° DE 5/8"Øx8" con tuerca, arandela y contratuerca en mal estado	UND	67
5	Grapas de anclaje al. tipo pistola de AL-AL en mal estado	UND	46
6	Grapas de suspensión de AL-AL, en mal estado	UND	37
7	Seccionadores fusible 27 kV, 150 kV BIL, 200 A, 10 KA , descargados	UND	7
8	Conectores de derivación (secc cond. princ./ secc cond. deriv)	UND	3
9	Crucetas de concreto armado fisuradas	UND	27
10	Alta polución en partes aislantes	UND	248
11	SED con alto grado de contaminación por polución de zona industrial	UND	9

Fuente: Registros de mantenimiento (Regman), U.N. La Libertad Norte 2017

### 3.5.1.4. Elaboración del plan de mantenimiento de red primaria con técnica TcT

Tabla 3.13 Plan de trabajo del AMT CAO003 Cartavio - Chiquitoy

PROGRAMA															
PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO - PREVENTIVO															
<b>Concesionaria:</b> Hidrandina S.A. <b>Unidad de Negocios:</b> La Libertad Norte <b>Alimentador:</b> CAO003 (A3028) <b>SET:</b> SET Santiago de Cao				<b>Sistema Eléctrico:</b> SE0253 Trujillo baja densidad <b>Sector Típico:</b> 3 <b>Nivel de tensión:</b> 13,8 kV				<b>Departamento:</b> La Libertad <b>Provincia:</b> Ascope <b>Localidad:</b> Cartavio - Chiquitoy <b>Fecha:</b> Ene-2018 al Dic-2018							
ITEM	ACTIVIDAD	TIPO DE MANTENIMIENTO	FRECUENCIA	ENE	FEB	MAR	ABRIL	MAYO	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
1	Inspección de estructuras de meda tensión	PREDICTIVO	Mensual	T,E,I	T,E,I	T,E,I	T,E,I	T,E,I	T,E,I	T,E,I	T,E,I	T,E,I	T,E,I	T,E,I	T,E,I
2	Inspección de tramos de media tensión	PREDICTIVO	Mensual	T,E,I	T,E,I	T,E,I	T,E,I	T,E,I	T,E,I	T,E,I	T,E,I	T,E,I	T,E,I	T,E,I	T,E,I
3	Inspección de subestaciones de distribución	PREDICTIVO	Mensual	T,E,P,R	T,E,P,R	T,E,P,R	T,E,P,R	T,E,P,R	T,E,P,R	T,E,P,R	T,E,P,R	T,E,P,R	T,E,P,R	T,E,P,R	T,E,P,R
4	Lavado en vivo de partes aislantes (hidrolavado)	PREVENTIVO	Bimensual		I			I			I			I	
5	Cambio de seccionador fusible	PREVENTIVO	Trimestral												
6	Cambio de aisladores eléctricos	PREVENTIVO	Trimestral												
7	Cambio de grapas, conectores, terminales, etc., con punto caliente	PREVENTIVO	Trimestral												
8	Mantenimiento/Instalación de reconector automático	PREVENTIVO	Semestral												
9	Mantenimiento seccionalizador tripolar bajo carga	PREVENTIVO	Semestral												
10	Reforzamiento y/o cambio de conductor eléctrico con apertura de bucles	PREVENTIVO	Semestral												
LEYENDA		T	Inspección termográfica												
		E	Inspección de efecto corona												
		P	Medición de Parametros electricos de V,I												
		I	Inspección ligera												
		R	Medición de resistencia de PAT												

Fuente y elaboración: Propia

### 3.6. Cálculo de los indicadores de calidad de suministro SAIFI y SAIDI; ENS, compensaciones por mala calidad de suministro luego de aplicar los trabajos de mantenimiento con técnica TcT.

Aplicados los trabajos realizados con la cuadrilla TcT en el AMT CAO003 Cartavio y considerando solo la información obtenida al 31 de mayo de 2018, procedimos a estimar las compensaciones e indicadores de calidad de suministro para el primer semestre 2018 con el software Optimus NGC – NTCSE, a fin de confrontar los mismos con los obtenidos durante el periodo base 2016.

#### 3.6.1. Indicadores de performance SAIFI y SAIDI del alimentador crítico CAO003 Cartavio.

En la tabla 3.14 podemos evidenciar que durante el primer semestre 2018 el AMT CAO003 obtuvo valores de SAIFI igual 6.5484 fallas/usuario-semester y SAIDI igual a 11.3105 horas/usuario-semester, equivalente a una reducción del orden de 29.33% SAIFI y 68.90% SAIDI en relación al 1er semestre del año 2016, y un 74.06% SAIFI y 76.78% SAIDI con respecto al semestre dos del mismo año, lo cual representa una disminución promedio total de 51.69% SAIFI (fallas/usuario-semester) y 72.84% SAIDI (horas/usuario-semester).

Tabla 3.14 Comparativo SAIFI y SAIDI primer semestre 2018 con los resultados del periodo 2016

AMT	N° Clientes	Primer Semestre 2016 (S1)		Segundo Semestre 2016 (S2)		Primer Semestre 2018 (S1)		Comparativo 2018 S1 con			
		SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	2016 S1 SAIFI	2016 S1 SAIDI	2016 S2 SAIFI	2016 S2 SAIDI
CAO003	5,082	9.2658	36.3628	25.2468	48.7031	6.5484	11.3105	-29.33%	-68.90%	-74.06%	-76.78

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

En las tablas 3.15 y 3.16 hemos disgregado los indicadores SAIFI y SAIDI por semestre y responsabilidad, según instalación de suministro; teniendo en consideración que cada proceso técnico dentro la organización debe implementar su propio plan de mantenimiento; mostramos las reducciones obtenidas en la

frecuencia promedio de interrupciones, luego de la intervención en la red primaria del AMT CAO003 con la técnica de trabajos con tensión.

Tabla 3.15 Disgregación de SAIFI por semestre y responsabilidad, según instalación de suministro.

SAIFI	Generación	Transmisión	Distribución
1S 2016	0.0000	1.9274	7.0866
2S 2016	0.0000	10.3722	20.1480
1S 2018	0.0000	1.4493	5.0991

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

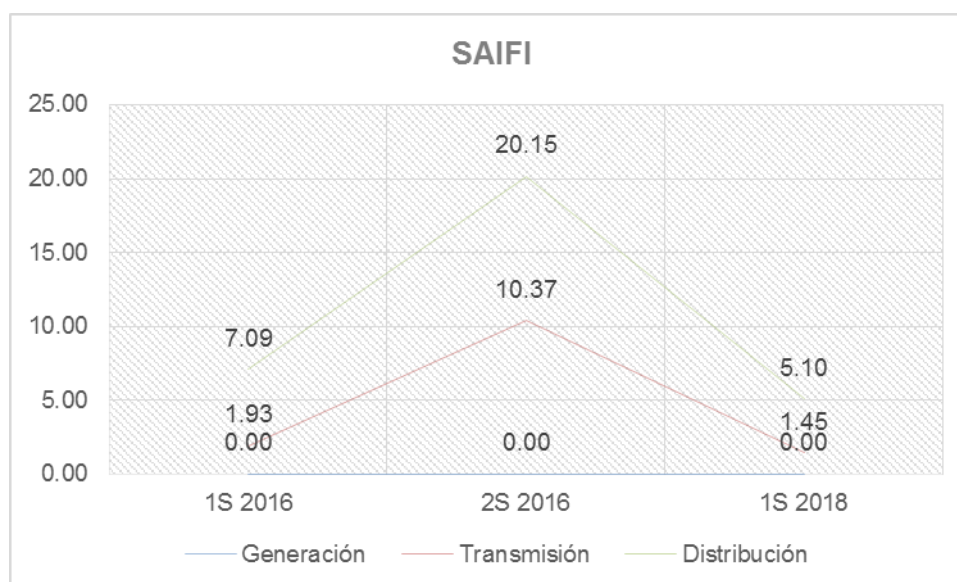


Figura 3.31 SAIFI por semestre e instalación de suministro

Tabla 3.16 Disgregación de SAIDI por semestre y responsabilidad, según instalación de suministro.

SAIDI	Generación	Transmisión	Distribución
1S 2016	0.0000	4.7749	25.4135
2S 2016	0.0000	16.3514	31.5110
1S 2018	0.0000	1.2887	10.0218

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

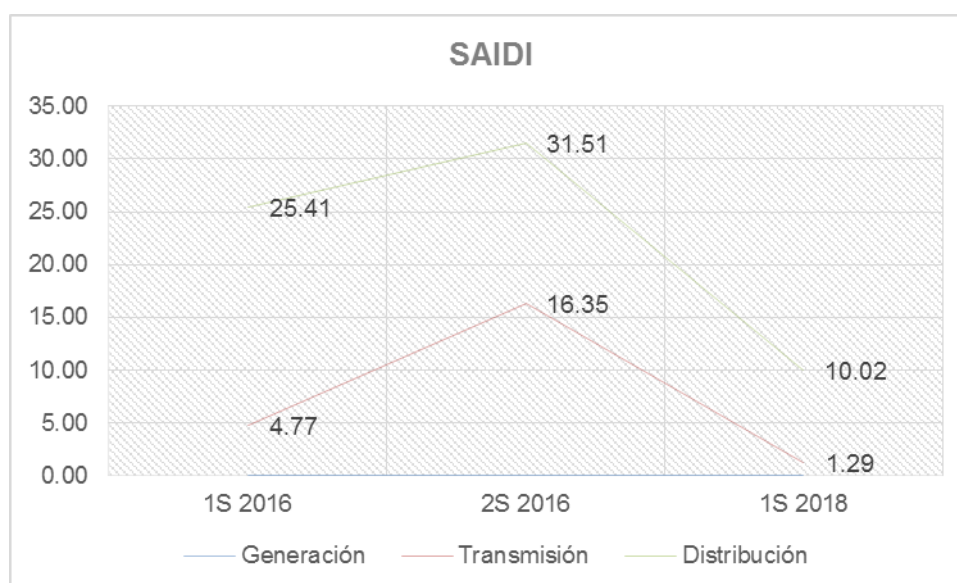


Figura 3.32 SAIDI por semestre e instalación de suministro

De otra parte, en la tabla 3.17 damos cuenta que el AMT CAO003 Cartavio registró valores de SAIFI<sub>MT</sub> igual a 5.0991 fallas/usuario-semestre y SAIDI<sub>MT</sub> 10.0218 horas/usuario-semestre, equivalente a una disminución del 28.05% y 79.94%, respectivamente, en relación a los resultados del primer semestre 2016, asimismo se evidencia una deducción del 74.69% de SAIFI<sub>MT</sub> y 68.20% SAIDI<sub>MT</sub> en relación al segundo semestre 2016, lo cual significa en promedio una disminución total de 51.37% SAIFI (fallas/usuario-semestre) y 74.07% SAIDI (horas/usuario-semestre) respecto a los resultados obtenidos durante el periodo base.

Tabla 3.17 Comparación SAIFI<sub>MT</sub> y SAIDI<sub>MT</sub> 2018 S1 respecto al periodo 2016

AMT	N° Clientes	Primer Semestre 2016 (S1)		Segundo Semestre 2016 (S2)		Primer Semestre 2018 (S1)		Comparación 2018 S1 con			
		SAIFI <sub>MT</sub>	SAIDI <sub>MT</sub>	SAIFI <sub>MT</sub>	SAIDI <sub>MT</sub>	SAIFI <sub>MT</sub>	SAIDI <sub>MT</sub>	2016 S1	2016 S1	2016 S2	2016 S2
								SAIFI <sub>MT</sub>	SAIDI <sub>MT</sub>	SAIFI <sub>MT</sub>	SAIDI <sub>MT</sub>
CAO003	5,082	7.0866	25.4135	20.1480	31.5110	5.0991	10.0218	-28.05%	-79.94%	-74.69%	-68.20%

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

Las tablas 3.18 y 3.19 muestran el comparativo de los indicadores de calidad de suministro, por AMT crítico, obtenido durante el primer semestre del año 2018,

con relación al desempeño esperado (distribución) establecido por el OSINERGMIN para los indicadores SAIFI<sub>MT</sub> y SAIDI<sub>MT</sub>.

Tabla 3.18 Comparativo SAIFI<sub>MT</sub> 2018 S1 con relación a las metas OSINERGMIN, por sector típico de distribución

Sistema Eléctrico	STD	AMT	SAIFI				
			2018	META (*)	Desv.	1,3xToler	Desv.
SE0253 Trujillo Baja Densidad	3	A3028 CAO003 Cartavio Pueblo	5.0991	7	-27.16%	9.10	-43.97%

(\*) Tolerancias según sector típico de distribución (tabla 1.6)

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

Tabla 3.19 Comparativo SAIDI<sub>MT</sub> 2018 S1 con relación a las metas OSINERGMIN, según sector típico de distribución

Sistema Eléctrico	STD	AMT	SAIDI				
			2018	META (*)	Desv.	1,3xToler	Desv.
SE0253 Trujillo Baja Densidad	3	A3028 CAO003 Cartavio Pueblo	10.0218	12	-16.49%	15.60	-35.76%

(\*) Tolerancias según sector típico de distribución (tabla 1.6)

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

### 3.6.2. Energía Teórica No Suministrada (ENS) del AMT crítico CAO003 Cartavio

La energía teórica no suministrada (ENS) como resultado de las horas de interrupción registradas en el primer semestre 2018 (tabla 3.20), evidencia una deducción del orden del 31.71% respecto a la ENS durante primer semestre 2016 y 50.62% respecto a la ENS durante el segundo semestre 2016, lo cual representa una disminución promedio de 210.84 MW.h en relación a la ENS durante el periodo 2016; en consecuencia, la organización ha vendido más energía y por lo tanto ha capitalizado mayores ingresos económicos.

Tabla 3.20 Comparativo ENS primer semestre 2018 respecto al periodo 2016

AMT	N° Clientes	Energía (MW.h/año)	Primer Semestre 2016 (S1)		Segundo Semestre 2016 (S2)		Primer Semestre 2018 (S1)		Comparativo 2018 S1 con	
			SAIDI	ENS (MW.h)	SAIDI	ENS (MW.h)	SAIDI	ENS (MW.h)	2016 S1 ENS (MW.h)	2016 S2 ENS (MW.h)
CAO003	5,082	16,654.94	36.3628	490.67	48.7031	678.54	11.3105	335.307	-31.71%	-50.62%

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

### 3.6.3. Compensaciones por mala calidad de suministro del AMT CAO003 Cartavio

La tabla 3.21 muestra una disminución del 29% en las compensaciones del AMT CAO003 Cartavio por mala calidad de suministro durante el primer semestre del año 2018, respecto al primer semestre del año 2016 y una deducción del 46% respecto al segundo semestre del año 2016, hecho que representa una disminución promedio de US\$ 35 757.29 dólares americanos por semestre.

Tabla 3.21 Comparativo de las compensaciones primer semestre 2018 respecto al periodo 2016

AMT	N° Clientes	COMPENSACIONES POR SEMESTRE			COMPARACIÓN 2018 S1 CON	
		NTCSE 2016 S1 US\$	NTCSE 2016 S2 US\$	NTCSE 2018 S1 US\$	NTCSE 2016 S1 US\$	NTCSE 2016 S2 US\$
CAO003	5,082	44,758.22	58,690.29	31,933.94	-29%	-46%

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

### 3.6.4. Contratación de los costes de ineficiencia, según ranking de los AMT críticos

De los resultados alcanzados por el AMT CAO003 Cartavio, se advierte una deducción importante en sus indicadores de calidad de suministro finalizado primer semestre del año 2018, tal como se puede verificar a continuación:

La tabla 3.22 se evidencia que el AMT CAO003 Cartavio obtuvo una disminución de 14.74% del coste de ineficiencia con relación al primer semestre del año 2016 y 65.94% respecto al segundo semestre del año 2016, lo cual representa una deducción promedio de US\$ 40 418.82 dólares americanos por semestre.

Tabla 3.22 Comparativo del coste de ineficiencia del primer semestre 2018 respecto al periodo 2016

AMT	2016 S1 US\$	2016 S2 US\$	2018 S1 US\$	COMPARATIVO 2018 S1 CON	
				2016 S1 US\$	2016 S2 US\$
CAO003	37,799.05	94,623.67	32,227.33	-14.74%	-65.94%

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

Del mismo modo, en la tabla 3.23 presentamos el nuevo ranking de AMT de la unidad de negocios La Libertad Norte, computados en el 1er semestre del año 2018.

Tabla 3.23 Ranking de los alimentadores de media tensión críticos del 1er semestre 2018, según costes de ineficiencia.

Ítem	Cód. Optimus	AMT	Descripción	N° Clientes interrump.	Energía (MW.h/ Año)	SAIFI	SAIDI	ENS (MW.h)	(1) ENS (Dólar/ MW.h)	(2) Reparación (\$)	(3) Compensación NTCSE 2018	(1+2+3) Total (\$)	Particip. (%)	Acum. (%)
19	A3028	CAO003	Cartavio Pueblo	5,616	6,844	6.5484	11.3105	335.307	195.60	511.36	31,933.94	32,640.90	19.470%	46.62%
20	A3046	PAC002	San Pedro de Lloc	8,348	9,394	28.8101	82.6216	149.59	18.79	248.79	34,834.80	35,102.38	20.938%	67.56%
14	A3548	GUU002	Limoncarro - Callejón Chepén	8,564	9,639	19.1806	57.3337	125.729	49.59	835.62	53,499.93	54,385.14	34.440%	100.00%

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.



### 3.7. Evaluación económica (beneficio – coste) para implementar una (01) cuadrilla de trabajos con tensión (TcT) permanente en la unidad de negocios Libertad Norte.

En la tabla 3.24 se muestra la evaluación económica (beneficio - coste) referida a la adquisición de un hidroelevador y equipos de protección colectiva para implementar una (01) cuadrilla de TcT permanente en la unidad de negocios La Libertad Norte. Se ha considerado una tasa de mantenimiento del hidroelevador correspondiente al 10%, tasa de compensación por crecimiento de infraestructura y deterioro de instalaciones del 1% y un horizonte del proyecto de 20 años; respecto al coste de combustible (10.5 soles/gal) consideramos un ratio de consumo anual (264 días) de 10 gal/día equivalente a S/ 27 720.00 soles/año.

Tabla 3.24 Evaluación económica (beneficio-coste) para implementar una cuadrilla TcT.

EVALUACIÓN ECONÓMICA											
(Miles de soles)											
PROYECTO:		Adquisición de un hidroelevador y equipos de protección colectiva para la implementación de una (01) cuadrilla de Trabajos con Tensión (TcT) permanente en la unidad de negocios Libertad Norte.									
UBICACION:		Departamento: La Libertad Distrito: Varios				Provincia: Varias					
BENEFICIO		A) Reducción estimada de compensaciones por calidad de suministro. B) Conexiones en caliente de nuevos sistema de utilización (estimado). C) Valor residual. D)									
COSTOS		1 Inversión (Hidroelevador + EPC) 2 Costo estimado por mantenimiento de Hidroelevador. 3 Costo de combustible 4 Costo de operación y mantenimiento de infraestructura eléctrica									
AÑO	COSTOS				Costo Total	BENEFICIOS				Benef. Total	FLUJO ECONOMICO
	1	2	3	4		A	B	C	D		
2,018	613.80	5.00	27.72	34.00	680.52	36.26	154.00			190.26	-490.26
2,019		5.50	28.00	34.34	67.84	36.63	154.00			190.63	122.79
2,020		6.05	28.28	34.68	69.01	36.99	154.00			190.99	121.98
2,021		6.66	28.56	35.03	70.25	37.36	154.00			191.36	121.12
2,022		7.32	28.85	35.38	71.55	37.74	154.00			191.74	120.19
2,023	19.80	8.05	29.13	35.73	92.72	38.11	154.00			192.11	99.39
2,024		8.86	29.43	36.09	74.37	38.50	154.00			192.50	118.12
2,025		9.74	29.72	36.45	75.92	38.88	154.00			192.88	116.96
2,026		10.72	30.02	36.82	77.55	39.27	154.00			193.27	115.72

2,027		11.79	30.32	37.19	79.29	39.66	154.00			193.66	114.37
2,028	23.76	50.00	30.62	37.56	141.94	40.06	154.00			194.06	52.12
2,029		5.00	30.93	37.93	73.86	40.46	154.00			194.46	120.60
2,030		5.50	31.24	38.31	75.05	40.86	154.00			194.86	119.82
2,031		6.05	31.55	38.70	76.29	41.27	154.00			195.27	118.98
2,032		6.66	31.86	39.08	77.60	41.69	154.00			195.69	118.08
2,033	28.51	7.32	32.18	39.47	107.49	42.10	154.00			196.10	88.61
2,034		8.05	32.50	39.87	80.42	42.52	154.00			196.52	116.10
2,035		8.86	32.83	40.27	81.95	42.95	154.00			196.95	115.00
2,036		9.74	33.16	40.67	83.57	43.38	154.00			197.38	113.81
2,037		10.72	33.49	41.08	85.28	43.81	154.00			197.81	112.53
2,038		11.79	33.82	41.49	87.10	44.25	154.00	5.94		204.19	117.09
RESULTADOS FINALES											
INVERSION			685.87	miles S/			VAN		323.09	miles S/	
TASA DE DESCUENTO			12%	%			TIR		23.33%	%	
VAN COSTOS			1,134.08	miles S/			PAY BACK		6.09	Años	
VAN BENEFICIOS			1,457.17	miles S/			B/C		1.28		

Fuente y elaboración: propia

La tabla 3.25 muestra los costes referidos a inversión (hidroelevador + EPC) que se propone a la organización para la implementación de cuadrilla TcT permanente en la unidad de negocios La Libertad Norte.

Tabla 3.25 Inversión a efectuar para la implementación de cuadrilla TcT permanente

Ítem	Concepto	UM	Cantidad	Precio Unitario (S/)	Sub Total (S/)
1	Camión con brazo aislado (Hidroelevador)	UND	1	594,000.00	594,000.00
2	Equipos de protección colectiva (EPC)	UND	1	19,800.00	19,800.00
Total (S/ )					<b>613,800.00</b>

Fuente: Unidad Logística, Hidrandina S.A.

En la tabla 3.26 se presentan los cálculos de reducción estimada anual de las compensaciones de la unidad de negocios La Libertad Norte, por mala calidad de suministro, referenciando la compensación unitaria del año 2016 para la unidad de negocios La Libertad (Trujillo), quienes cuentan con equipos de trabajos con tensión.

Tabla 3.26 Cálculo de reducción estimada anual de compensaciones en la unidad de negocios La Libertad Norte.

Ítem	Concepto	Unidad	Cantidad	Compensación 2016 US\$	US\$/Km	Dif.	Disminución anual proyectada (miles US\$)
1	Cantidad de redes aéreas MT - UNLLN	km	1,056.05	348,761.81	330.25		36.26
						34.34	
2	Cantidad de redes aéreas MT - UNLL (Trujillo y Virú)	km	1,027.39	304,015.17	295.91		

Fuente: GIS, U.N. La Libertad Norte.

La tabla 3.27 presenta el cálculo de ingresos anuales que percibiría la unidad de negocios La Libertad Norte, por conexiones en caliente de nuevos sistema de utilización considerando los registros del FEPAS 2016. En Trujillo se manejan costos en el orden de S/ 3 200 (más IGV); sin embargo, para la presente evaluación se está considerando un precio mucho más bajo para que sea atractivo para los clientes. Si consideramos el mismo precio unitario de Trujillo, el B/C se incrementa.

Tabla 3.27 Ingresos anuales por conexión de clientes nuevos con cuadrilla TcT.

Ítem	Concepto	UM	Cantidad	P.U. (S/)	Sub Total (S/)
1	Conexión en caliente de nuevos (sistemas de utilización)	UND	77	2,000.00	154,000.00

Fuente: Unidad Administrativa, U.N. La Libertad Norte.

#### IV. DISCUSIÓN

Los criterios básicos considerados en el presente estudio se basan en los lineamientos generales precisados en el acápite de teorías relacionadas al tema.

- 4.1. Recurriendo a la base de datos de interrupciones con la que cuenta la organización, se determinaron los indicadores de calidad de suministro SAIFI y SAIDI disgregados por Sistema Eléctrico y AMT con mayor influencia en la calidad de suministro (tabla 3.1), contrastando los valores obtenidos durante el ejercicio 2016 respecto a las tolerancias establecidas por el OSINERGMIN, según sector típico de distribución (tabla 1.6), este análisis indica que el AMT CAO003 Cartavio presenta valores de SAIFI igual a 34.51 fallas/usuario-año y SAIDI igual a 85.06 horas/usuario-año, excediendo las tolerancias establecidas en un orden del 279.2% y 445.3%, respectivamente.

La tabla 3.2 (anexo C) muestra las compensaciones por mala calidad de suministro registradas en el periodo 2016, según AMT crítico; los resultados indican que el AMT CAO003 Cartavio fue el alimentador de media tensión que registró la mayor compensación a nivel unidad de negocios La Libertad Norte, por un monto total US\$ 103 448.51 dólares americanos; pérdidas económicas onerosas para la organización. Selección similar empleada también por Llerena (2017) y Collantes (2010), a fin de determinar el alimentador representativo en sus respectivas investigaciones.

- 4.2. La tabla 3.4 muestra los cálculos de la ENS (ecuación 1.8) del periodo 2016, la cual tiene una variación directa respecto a la ERS y el valor SAIDI (ecuación 1.4) para ese periodo control; estos resultados sindicaron a los AMT GUU001 San José – Ciudad de Dios (US\$ 114.92), PAJ001 Paiján (US\$ 25.28), CHE103 Chepén (US\$ 21.65), PAC002 San Pedro de Lloc (US\$ 19.55) y CAO003 Cartavio Pueblo (US\$ 15.09) como los alimentadores de media tensión con los mayores costos de energía teórica no suministrada (Dólar/MW.h). La tabla 3.5 muestra el cálculo del costo de reparación (valor SAP) por AMT de la unidad de negocios La Libertad Norte, en función del SAIFI (ecuación 1.3); resultados que señalan a los AMT GUU001 San José – Ciudad de Dios (US\$ 835.62), CAO003 (US\$ 511.36) y CGU002 Chocope

(US\$ 728.59) como los alimentadores de media tensión con mayores costes de reparación.

En cuanto al ranking de alimentadores críticos de la unidad de negocios La Libertad Norte, según costes de ineficiencia para el periodo 2016, la tabla 3.6 (anexo D) muestra los resultados obtenidos, en función de las tablas 3.4 y 3.5, respectivamente, correspondientes al cálculo de la ENS (ecuación 1.8), SAIFI (ecuación 1.3), SAIDI (ecuación 1.4) y costos de reparación por AMT, así como las respectivas compensaciones NTCSE (ecuación 1.5) para el mismo periodo. Utilizando el diagrama de Pareto (figura 3.1) mostramos los alimentadores de media tensión con influjo considerable sobre los índices de calidad de suministro, siendo estos un total de 3 de 29 AMT los cuales representan el 55.41% de todos los costes de ineficiencia en detrimento de la empresa concesionaria. Dentro de este ranking, el AMT A3028 CAO003 Cartavio – Chiquitoy tiene la mayor participación a nivel unidad de negocio, correspondiente al 25.60% y equivalente a US\$ 123 276.01 dólares americanos.

Al respecto, Llerena (2017) y Saune (2017) evaluaron también la criticidad de las instalaciones de media tensión de las unidades de negocio Huaraz y Trujillo, respectivamente, identificando 5 AMT críticos de un total de 25 y 11 AMT críticos de un total de 53, deficiencias que representan el 59.8% y 51.32% de los costes de ineficiencia, respectivamente.

- 4.3. La información compilada se presenta así: Registro histórico de interrupciones del alimentador de media tensión A3028 CAO003 Cartavio – Chiquitoy en 13,8 kV, periodo 2016 – 2017, según instalación de suministro como se detalla en la tabla 3.8 (anexo E) y diagrama unifilar del alimentador de media tensión involucrado en el presente estudio (anexo I); el análisis de estos elementos de entrada nos permitió obtener los motivos de interrupción, elementos eléctricos que originaron la falla y posterior zonificación del área de mayor impacto (70%) a consecuencia de las interrupciones del suministro eléctrico, tal como se muestra en la figura 3.3.

Las principales causas de interrupción que afectaron al AMT A3028 CAO003 Cartavio-Chiquitoy, durante el periodo 2016 – 2017, se encuentran referidas a:

- Línea abierta o caída (34%): conductor cumplió su vida útil, sección mínima de conductor no uniforme.
- Responsabilidad exclusiva del cliente (24%): falla en instalaciones internas de clientes mayores que se filtran en la red de distribución ante la ausencia de equipos de seccionamiento y protección.
- Coordinación de protección (13%): falta de estudio de coordinación de las protecciones y ajuste desactualizado de las protecciones.
- Bajo nivel de aislamiento (13%): Falta de limpieza de aisladores, aisladores con bajo nivel de aislamiento.

4.4. Asimismo, en adición a la información proporcionada por la concesionara (tabla 3.9), CCO y Regman, se tomaron datos de los parámetros eléctricos del sistema de distribución en estudio, como son: tensión nominal, factor de carga, factor de potencia, potencia de cortocircuito trifásico, entre otros; para efectos de la evaluación de su estado operacional actual. Para tal efecto, hemos utilizado el software Distribution Análisis and Planning (DAP) versión 10.0. Estructuralmente el AMT CAO003 presenta una disposición triangular rural y vertical urbano, postería y crucetas de concreto armado, aisladores de material porcelana tipo pin y cadena, respectivamente. Bajo este contexto, se efectuó una verificación de campo evidenciándose lo siguiente:

- Postes de concreto en el alimentador principal en muy buen estado de conservación, y al igual que los existentes en la derivación lateral a Chiquitoy (figura 3.4, anexo J).
- Accesorios de concreto del sistema de distribución en mal y muy mal estado, respectivamente (figura 3.5, anexo J).
- Cable y ferretería, en estado regular.
- Cables de retenida en estado regular – malo.

En cuanto a los resultados del cálculo del flujo de potencia, obtenidos con el software DAP, se ha considerado como criterio que los equipos no

sobrepasen su capacidad y las tensiones en barra se encuentren dentro del rango permitido por la NTCSE, en adición a los lineamientos ya descritos en el numeral 3.2.4.1, según detalle: niveles de tensión admisibles en barra (operación normal:  $\pm 5\% V_n$ ) y carga en línea de media tensión (operación normal: 100% de su potencia nominal). Del análisis de los resultados presentados en las figuras 3.6, 3.7, 3.8 y 3.9, respectivamente, observamos lo siguiente:

- Tensión en el nivel de 13,8 kV en el área de influencia del estudio se encuentra dentro del rango permitido por la NTCSE.
- Sobrecarga del orden del 53.1% a 58.6% en el conductor AL3x120 mm<sup>2</sup> de sección y un tramo de red de 7.09482 Km-fuente.
- Valor de intensidad de corriente a plena carga del AMT CAO003 de 74 Amperios.

4.5. La elaboración del plan de mantenimiento para el AMT crítico CAO003 Cartavio–Chiquitoy (tabla 3.13), el cual representa el 55.41% de los costes de ineficiencia de la unidad de negocios La Libertad Norte, partió de la zonificación de los eventos de falla (70%) y la identificación en campo de puntos críticos en la red susceptibles de falla, los cuales se concentraron aguas abajo del seccionador tripolar bajo carga I328067 (figura 3.12).

4.6. Aplicando el mantenimiento de red primaria con técnica de trabajos con tensión (TcT) precisamos lo siguiente: la tabla 3.14 indica que el AMT CAO003 obtuvo valores de SAIFI igual 6.5484 fallas/usuario-semester y SAIDI igual a 11.3105 horas/usuario-semester, equivalente a una reducción del orden de 29.33% SAIFI y 68.90% SAIDI de en relación al 1er semestre del año 2016, así como un 74.06% SAIFI y 76.78% SAIDI respecto al 2do semestre del 2016, lo cual simboliza en promedio una merma total de 51.69% SAIFI (fallas/usuario-semester) y 72.84% SAIDI (horas/usuario-semester).

La tabla 3.17 indica que el AMT CAO003 Cartavio registró valores de SAIFI<sub>MT</sub> igual a 5.0991 fallas/usuario-año y SAIDI<sub>MT</sub> 10.0218 horas/usuario-año, equivalente a una disminución del 28.05% y 79.94%, respectivamente,

en relación a los resultados del primer semestre 2016, asimismo se evidencia una deducción del 74.69% de SAIFI<sub>MT</sub> y 68.20% SAIDI<sub>MT</sub> en relación al segundo semestre 2016, lo cual significa en promedio una disminución total de 51.37% SAIFI (fallas/usuario-semester) y 74.07% SAIDI (horas/usuario-semester) respecto a los resultados obtenidos durante el periodo 2016.

A nivel de distribución, las tablas 3.18 y 3.19 muestran el comparativo de los indicadores de calidad de suministro al primer semestre del año 2018, en relación a las tolerancias establecidas por el Osinergmin, según sector típico de distribución (tabla 1.6), desempeño que indica que AMT CAO003 Cartavio, presenta valores de SAIFI igual a 5.0991 fallas/usuario-semester y SAIDI igual a 10.0218 horas/usuario-semester, evidenciándose una reducción del orden del 43.97% y 35.76%, respectivamente.

La tabla 3.20 muestra la ENS como resultado de las horas de interrupción registradas en el primer semestre 2018, evidencia una deducción del orden del 31.71% respecto a la ENS durante primer semestre 2016 y 50.62% respecto a la ENS durante el segundo semestre 2016, lo cual representa una disminución promedio de 210.84 MW.h en relación a la ENS durante el periodo 2016.

La tabla 3.21 muestra una disminución del 29% en las compensaciones del AMT CAO003 Cartavio por mala calidad de suministro durante el primer semestre del año 2018, respecto al primer semestre del año 2016 y una deducción del 46% respecto al segundo semestre del año 2016, hecho que representa una disminución promedio de US\$ 35 757.29 dólares americanos por semestre.

La tabla 3.22 evidencia que el AMT CAO003 Cartavio obtuvo una disminución de 14.74% del coste de ineficiencia con relación al primer semestre del año 2016 y 65.94% respecto al segundo semestre del año 2016, lo cual representa una deducción promedio de US\$ 40 418.82 dólares americanos por semestre.



- 4.7. Reducir las compensaciones y mejorar los indicadores SAIDI y SAIFI en el AMT crítico, disponiendo de una cuadrilla permanente para TcT, supone realizar revisiones continuas e integrales de cada uno de los componentes de las redes de media tensión energizadas - TcT (conductores con hilos rotos, ferretería en mal estado, conexiones defectuosas, aisladores rotos o rajados con dificultad de visualizarse desde el nivel del suelo, seccionadores fusible en mal estado, amarres preformados sueltos, bucles en mal estado, conexiones directas Cu-Al, etc.). Dicha cuadrilla, en su recorrido (estructura por estructura), dispondría de materiales menudos para ir corrigiendo en tiempo real las deficiencias que se encuentren en las redes de media tensión. Esta evaluación es un aspecto diferenciador respecto a los estudios referenciados en la presente investigación.

A nivel unidad de negocios, la misma cuadrilla de TcT podría brindar el servicio de mantenimiento a clientes mayores (libres y regulados), con lo cual, además de generar ingresos para la organización, también se estaría contribuyendo a mejorar los indicadores SAIDI y SAIFI, así como a la reducción de las compensaciones.

Finalmente, la tabla 3.24 muestra los valores obtenidos producto del análisis beneficio – costo, con una relación B/C = 1,28 un PAY BACK = 6.09 años y un TIR = 23.33%, resultados que hacen rentable el proyecto de implementar una cuadrilla de TcT permanente en la unidad de negocios La Libertad Norte.

## V. CONCLUSIONES

- 5.1. El AMT A3028 CAO003 Cartavio AMT CAO003 Cartavio obtuvo valores SAIFI igual a 34.51 fallas/usuario-año y SAIDI igual a 85.06 horas/usuario-año durante el periodo 2016, superando las tolerancias establecidas por el OSINERGMIN en un 279.2% y 455.3%, respectivamente, según sector típico de distribución (tabla 1.6). Del mismo modo, la ENS fue de 124.50 MW.h y las compensaciones económicas por mala calidad de suministro corresponden a un total de US\$ 103 488.51 dólares americanos.
- 5.2. Los alimentadores de media tensión con influjo considerable (55.41%) sobre los índices calidad de suministro para el periodo base 2016, fueron los AMT PAC002 San Pedro de Lloc, GUU001 San José – Ciudad de Dios y CAO003 Cartavio; siendo este último el más crítico de ellos al tener una participación del 25.60% en el total de las compensaciones de la unidad de negocios La Libertad Norte.
- 5.3. Las principales causas de interrupción que afectaron al AMT A3028 CAO003 Cartavio, durante el periodo 2016 – 2017, se encuentran referidas a: línea abierta o caída (34%), responsabilidad exclusiva del cliente (24%), coordinación de protección (13%), bajo nivel de aislamiento (13%).
- 5.4. La evaluación del contexto operacional del AMT A3028 CAO003 Cartavio – Chiquitoy, mediante el software DAP, indica que: la intensidad de corriente en la salida del alimentador de media tensión es de 74 Amperios, existe una sobrecarga del orden del 53.1% al 58.6% en el conductor de AL3x120  $mm^2$  de sección y tramo de red de 7.09482 Km-fuente (figura 3.6 y 3.7), que parte desde la SET Santiago de CAO hasta el seccionalizador tripolar bajo carga I328067. Tramos de red con caídas de tensión del orden 11.7% al 12.9% y una longitud de 12.06681 Km-fuente. Estructuralmente presenta un estado regular.
- 5.5. El programa de mantenimiento para el AMT crítico (CAO003 Cartavio) se concibió para intervenir el área de mayor impacto (70%) donde se concentró el origen de las fallas y los puntos críticos identificados a través de la

inspección minuciosa, área ubicada aguas abajo del seccionador tripolar bajo carga I328067.

- 5.6. Durante el primer semestre 2018 se optimizaron los indicadores de calidad de suministro del AMT CAO003 Cartavio, registrándose valores de SAIFI igual 6.5484 fallas/usuario-semester y SAIDI igual a 11.3105 horas/usuario-semester, equivalente a una reducción del orden de 29.33% SAIFI y 68.90% SAIDI en relación al 1er semestre del año 2016, y un 74.06% SAIFI y 76.78% SAIDI con respecto al 2do semestre del mismo periodo, lo cual representa una deducción total de 51.69% SAIFI (fallas/usuario-semester) y 72.84% SAIDI (horas/usuario-semester).

Del mismo modo, a nivel de distribución se registraron valores de SAIFI<sub>MT</sub> igual a 5.0991 fallas/usuario-semester y SAIDI<sub>MT</sub> 10.0218 horas/usuario-semester, equivalente a una disminución del 28.05% y 79.94%, respectivamente, en relación a los resultados del primer semestre 2016; y una reducción del 74.69% de SAIFI<sub>MT</sub> y 68.20% SAIDI<sub>MT</sub> en relación al segundo semestre 2016, lo cual significa en promedio una disminución total de 51.37% SAIFI (fallas/usuario-semester) y 74.07% SAIDI (horas/usuario-semester) respecto a los resultados obtenidos durante el periodo 2016.

La ENS durante el primer semestre del año 2018 fue de 335.307 MW.h, equivalente a una reducción del orden del 31.71% respecto al primer semestre año 2016 (490.67 MW.h) y 50.62% en relación al segundo semestre del año 2016 (678.54 MW.h). Igualmente, se obtuvo una disminución del 29% en las compensaciones del AMT CAO003 Cartavio por mala calidad de suministro durante el primer semestre del año 2018, respecto al primer semestre del año 2016 y una deducción del 46% en relación al segundo semestre del año 2016, hecho que representa una disminución promedio de US\$ 35 757.29 dólares americanos por semestre.

Finalmente, el AMT CAO003 Cartavio obtuvo una disminución de 14.74% del coste de ineficiencia con relación al primer semestre del año 2016 y 65.94% respecto al segundo semestre del año 2016, lo cual representa una deducción promedio de US\$ 40 418.82 dólares americanos por semestre.

5.7. La evaluación económica, indica una relación  $B/C = 1,28$  un PAY BACK = 6.09 años y un TIR = 23.33%, por lo tanto, estos resultados hacen rentable el proyecto de implementar una cuadrilla de TcT permanente en la unidad de negocios La Libertad Norte.

## **VI. RECOMENDACIONES**

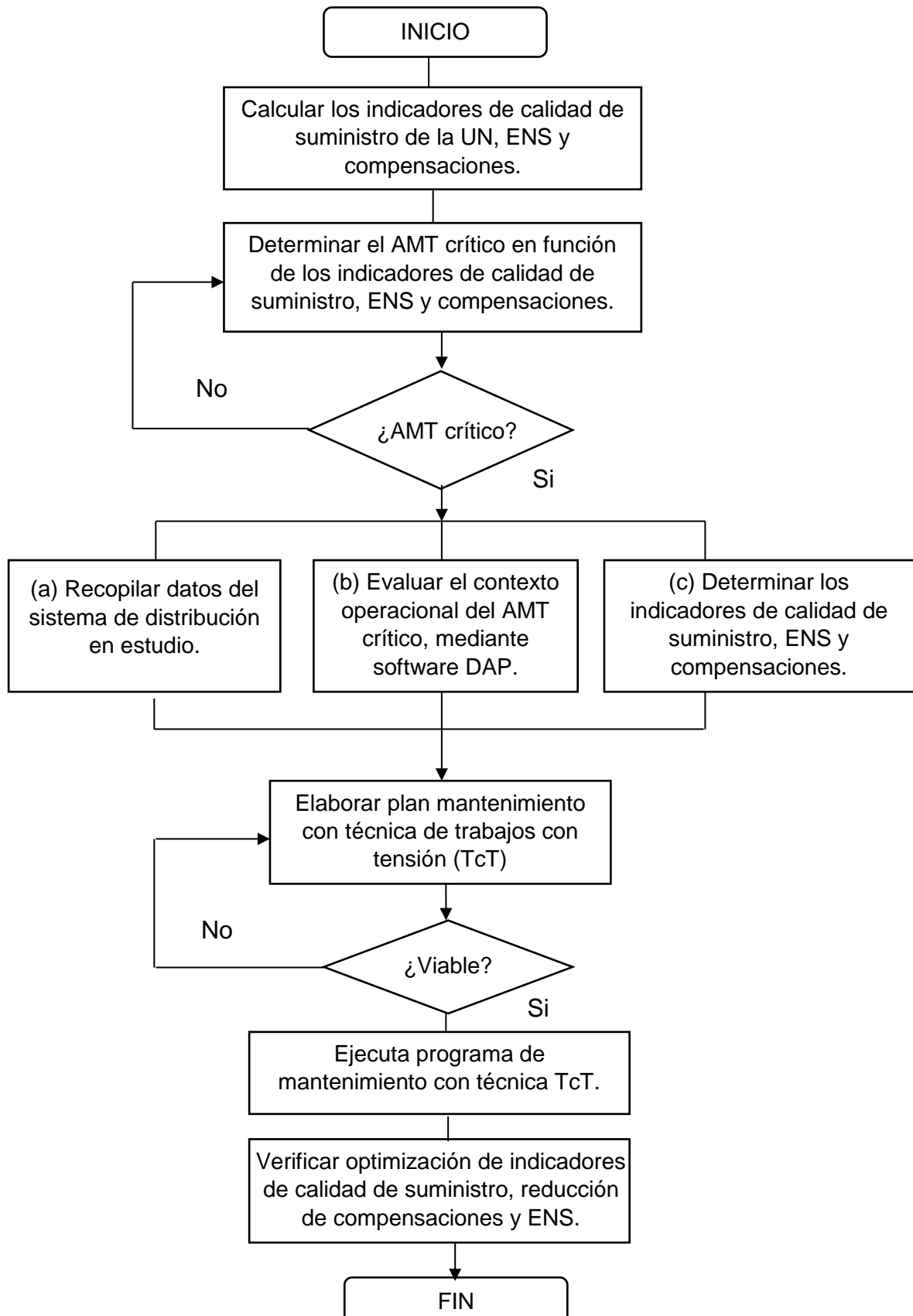
- 6.1. Implementar cuadrillas de trabajos con tensión descentralizadas por unidad de negocio, dotados de vehículos debidamente equipados y controlados por sistema GPS.
- 6.2. Evaluar técnica y económicamente la implementación de indicadores de falla en los alimentadores de media tensión, con el objetivo de reducir el tiempo de localización de una falla, reduciendo por tanto el tiempo que dura la interrupción y mejorando de este modo el indicador SAIDI.
- 6.3. Los índices de calidad de suministro son sensitivos al número, tipo y ubicación de las protecciones. Por lo tanto, la empresa concesionaria debe valorar la elaboración e implementación de un procedimiento para la determinación de la ubicación óptima y el número de equipos de seccionamiento y protección en la red de distribución, considerando una rápida restauración del suministro de energía eléctrica y la reducción de los costos de inversión. Aplicable también para el íntegro de empresas concesionarias de distribución a nivel nacional.
- 6.4. Cumplir con la periodicidad de mantenimiento (frecuencia fija) de partes aislantes mediante el método de lavado en vivo acorde al requerimiento de las zonas de alta polución que afectan las instalaciones de la empresa concesionaria. Asimismo, es necesario contar con un estudio de coordinación de aislamiento afín a cada alimentador de media tensión, con la finalidad de determinar el nivel de aislamiento de los aisladores. Estas acciones correctivas tienen un impacto positivo en una de las principales causas de interrupción: bajo nivel de aislamiento.
- 6.5. Del mismo modo, suprimir la causa raíz de interrupciones relacionadas al ajuste inadecuado de las protecciones, obedece a implementar acciones correctivas tales como: contar con el estudio de coordinación de las protecciones y confiabilidad acorde a cada alimentador de media tensión, en función a su longitud; así como realizar un potencial estudio de estandarización de componentes eléctricos para la construcción de redes de distribución primaria.

## VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- American Society for Testing and Materials. (10 de Junio de 2018). *ASTM International*. Obtenido de ASTM International: <https://www.astm.org/industry/energy-and-utilities-standards.html>
- Arriagada, A. (1994). Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución. Santiago de Chile.
- Ayre Sánchez, J. H. (2005). Evaluación de la Confiabilidad mediante el Método de Modo de Fallas y Ubicación Óptima de Seccionadores en una Red de Distribución Eléctrica. Lima, Lima, Perú.
- Bazovsky, I. (1961). *Reliability Theory and Practice*. Englewood Cliffs, New Jersey, United States Of America: Prentice-Hall, Inc.
- Billinton, R., & Allan, R. (1992). *Reliability Evaluation of Engineering Systems* (Segunda ed.). New York: Springer Science + Business Media, LLC.
- Brown, R. E. (2009). *Electric Power Distribution Reliability* (Segunda ed.). Boca Ratón, Florida, Estados Unidos de América: Taylor & Francis Group, LLC.
- Cervantes, J. D. (1995). *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica* (Primera ed.). Ciudad de México, México: San Serif Editores.
- COES SINAC. (20 de Mayo de 2012). *Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional*. Recuperado el 18 de 10 de 2017, de <http://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>
- COES SINAC. (04 de Noviembre de 2016). Glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los procedimientos técnicos del COES-SINAC. Lima, Lima, Perú.
- Collantes Véliz, R. S. (2010). Análisis de Mejora de la Confiabilidad de los Sistemas de Distribución de alta densidad de carga. Lima, Lima, Perú.
- IEEE. (2012). Guide for Power Distribution Reliability Indices. New York. Obtenido de <https://standards.ieee.org/findstds/standard/1366-2012.html>
- J. Grainger, J., & Stevenson Jr., W. (1996). *Análisis de Sistemas de Potencia*. Ciudad de México, México D.F., México: McGRAW-HILL.
- LCE, M. d. (1992). Ley de Conseciones Eléctricas. Lima.
- Llerena Quijano, J. E. (21 de 12 de 2017). Mejoramiento de la gestión del mantenimiento preventivo aplicando el análisis de modos de falla, efectos y criticidad en los alimentadores de media tensión de la unidad de negocio Huaraz de la empresa Hidrandina S.A. Trujillo, Trujillo, Perú.
- Ministerio de Energía y Minas del Perú. (21 de Marzo de 2013). Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad. Lima, Lima, Lima: MINEM.
- Ministerio de Energía y Minas del Perú, CNE. (29 de Abril de 2011). Código Nacional de Electricidad Suministro. Lima, Lima, Perú.

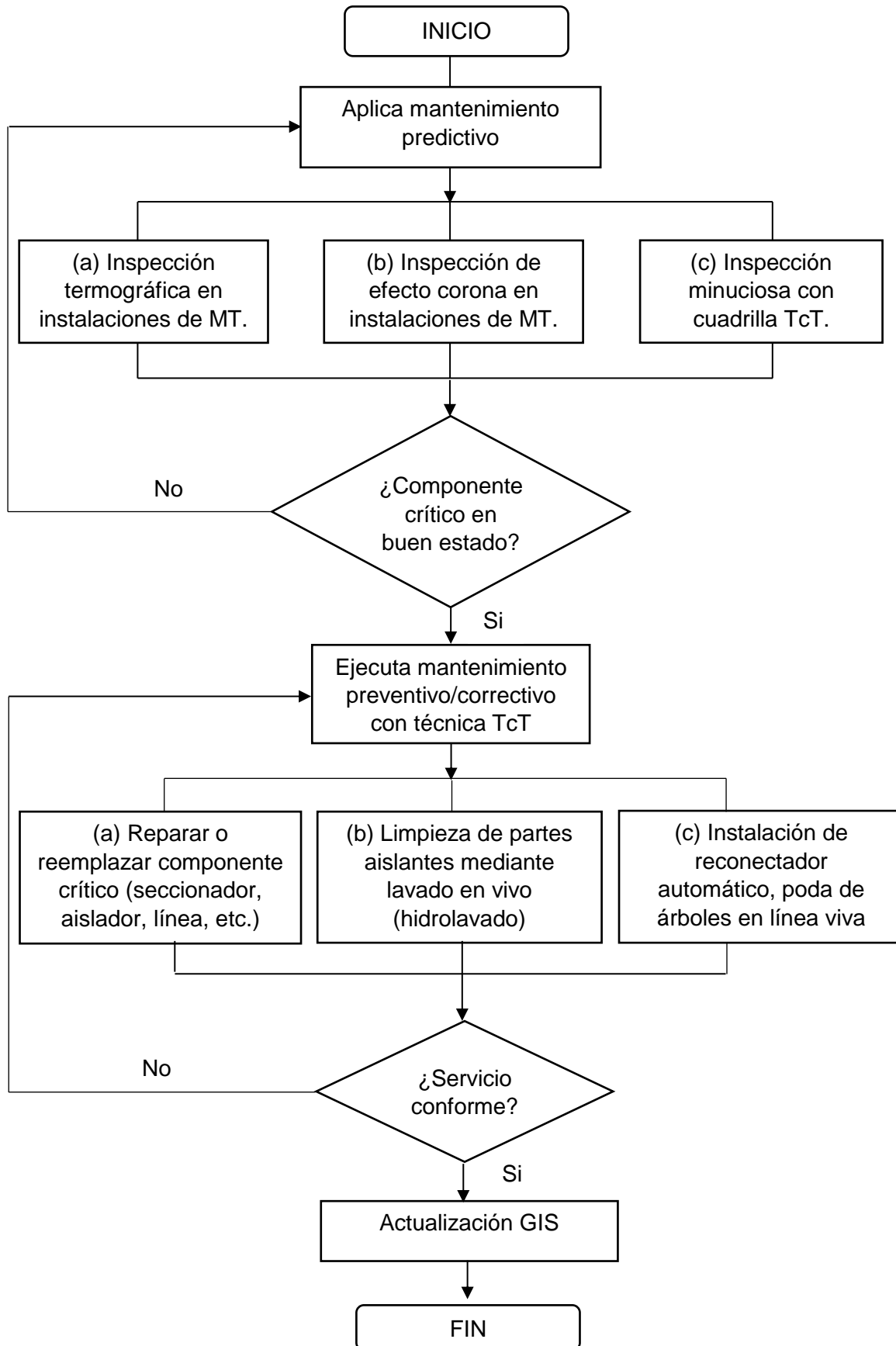
- Ministerio de Energía y Minas del Perú, DGE. (9 de Octubre de 1997). Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Lima, Lima, Lima.
- Ministerio de Energía y Minas del Perú, DGE. (21 de Marzo de 2013). Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad. Lima, Lima, Perú.
- NTCSE, M. d. (2006). Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Lima.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (13 de Abril de 2004). Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos. *Resolucion de Consejo Directivo Organismo Supervisor de La Inversion en Energia OSINERG Nº 074- 2004 -OS/CD*. Lima, Lima, Perú: MINEM.
- Ramírez Castaño, S. (2003). *Protección de Sistemas Eléctricos*. Manizales: Universidad Nacional de Colombia.
- Ramírez Castaño, S. (2004). *Redes de Distribución de Energía*. Manizales, Colombia: Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia.
- Ras Oliva, E. (1991). *Transformadores de potencia, de medida y de protección*. Barcelona: Marcombo S.A.
- Roos, F. (2005). *Electricity Supply Reliability*. Lund, Escania, Suecia.
- Saune Roncal, S. M. (Diciembre de 2017). Optimización de los indicadores de calidad de suministro con mantenimiento de líneas energizadas en los alimentadores de media tensión en la ciudad de Trujillo. Trujillo, Trujillo, Perú.
- Sayas, L., Jané, E., & Coronel, A. (2014). Impacto de los Equipos de Seccionamiento, Protección e Indicadores de Falla en los Índices de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución. Buenos Aires.
- Short, T. A. (2014). *Electric Power Distribution Handbook* (Segunda ed.). Boca Ratón, Florida, Estados Unidos de América: Taylor & Francis Group, LLC.
- Zapata, C., & Gómez, O. (Mayo de 2006). Valoración de la Confiabilidad de Sistemas de Distribución desbalanceados utilizando Simulación de Montecarlo. *XII*. Pereira: Editorial Scientia Et Technica.

**ANEXO A**  
**DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROYECTO**





## DIAGRAMA DE FLUJO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO CON TCT



## ANEXO B

Tabla 1.4 Código causa de Interrupción, según Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos, aprobado por Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 074- 2004 -OS/CD.

Responsable Interrupción	Naturaleza Interrupción	Código OSINERG	Descripción
P	PM	1	Por Mantenimiento
P	PE	2	Por Expansión o reforzamiento de redes
P	NF	3	Ajuste inadecuado de la protección
P	NF	4	Bajo nivel de aislamiento (Aislador Roto / Tensión inadecuada)
P	NF	5	Falla equipo (transformador, interruptor, seccionador de potencia etc.)
P	NF	6	Falla empalme de red
P	NF	7	Falla terminal cable
P	NF	8	Caída conductor de red
P	NF	9	Caída de estructura
P	NF	10	Contacto de red con árbol
P	NF	11	Contacto de red con edificación
P	NF	12	Contacto entre conductores
P	NO	13	Error de maniobra
P	NO	14	Corte de emergencia (No incluidos en PM y PE)
P	NF	15	Animales (Felinos y Roedores)
P	NF	16	Picado de cable por personal propio
P	NF	17	Otros, por falla en componente(s) del sistema de potencia
T	NT	18	Aves
T	NT	19	Cometas
T	NT	20	Impacto vehicular
T	NT	21	Vandalismo
T	NT	22	Hurto de conductor o elemento eléctrico
T	NT	23	Caída de árbol
T	NT	24	Picado de cable
T	NT	25	Contacto accidental con línea
T	NO	26	Pedido de Autoridad
T	NT	27	Otros, causados por terceros
F	NC	28	Descargas atmosféricas
F	NC	29	Fuertes vientos

F	NC	30	Inundaciones
F	NC	31	Sismo
F	NC	32	Otros fenómenos naturales y/o ambientales
O	PM	33	Por Mantenimiento
O	PE	34	Por Expansión o reforzamiento de redes
O	NT	35	Falla sistema interconectado
O	NR	36	Déficit de generación.
O	NT	37	Otros, causado por otra empresa externa
O	NT	38	Cuando la interrupción es provocada por otra empresa. Tiempo de trabajo de la empresa afectada para restituir el servicio completamente (Recomponer la carga).
O	NF	39	Otros, por falla humana

Fuente: Anexo 2, Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos, aprobado por Resolución de Consejo Directivo OSINERG N° 074- 2004 -OS/CD.

## ANEXO C

Tabla 3.2 Compensaciones por mala calidad de suministro registradas en el periodo 2013-2017, según AMT.

Ítem	Código Optimus	AMT	Descripción	N° Clientes	Compensación NTCSE (miles de US\$)				
					2013	2014	2015	2016	2017
1	A3041	CHA002	Huaranchal - Sayapullo	978	0.00				
2	A3547	MAL004	Tasa (P)	1	0.00	0.00	421.29	0.00	0.00
3	A3063	CHE103	Chepén	11,387			1,067.84	776.14	61.48
4	A3558	CHE104	Pacanga	4,564				1,523.55	852.51
5	A3548	GUU002	Limoncarro - Callejón Chepén	6,113	586.99	329.15	410.23	8,807.43	3.99
6	A3034	MAL001	Puerto Malabrigo	1,170	161.58	88.49	1,820.64	1,447.90	2,246.03
7	A3560	GUU003	San Martín	3,698				6,693.90	10,060.51
8	A3027	CAO002	Santiago de Cao Pueblo	595	781.99	865.96	3,190.79	7,440.56	0.00
9	A3550	PAC003	San Pedro de Lloc Poémape			13,631.32	0.00		
10	A3551	CHE102	Guadalupe	6,723			5,863.21	9,439.50	27.40
11	A3559	PAC201	San Pedro de Lloc Poémape	60				15,397.47	5,945.68
12	A3033	PAJ001	Paiján	2,566	1,584.95	13,326.82	3,691.04	4,109.89	1,320.63
13	A3546	GUD003	Chepén		14,802.68	4,063.99	8,755.54		
14	A3052	CHE101	Pacanguilla	4,500			7,897.87	6,493.41	14,381.20
15	A3543	MAL002	Parque Industrial	135	1,708.85	754.34	1,842.23	9,240.09	24,036.96
16	A3545	PAJ003	Paiján - La Arenita	2,401	4,578.27	7,964.42	3,818.28	11,559.05	10,638.40
17	A3043	GUD001	Pacanguilla		24,669.04	6,411.67	12,196.45		
18	A3032	CGD002	Casa Grande	4,994	18,464.61	5,228.31	5,388.35	12,410.51	7,620.69
19	A3035	MAL003	Parque Industrial	202	10,216.66	13,036.35	8,001.10	10,923.10	8,087.72
20	A3031	CGD001	Roma - Ascope	4,933	13,707.21	12,233.88	15,153.42	11,744.10	3,171.62
21	A3030	CGU002	Chocope	1,832	1,155.14	30,070.24	11,993.46	7,112.55	5,150.63
22	A3544	PAJ002	Paiján - Macabí	3,635	9,867.09	17,178.73	20,767.62	7,859.64	7,916.40
23	A3045	PAC001	Pacasmayo	8,276	21,886.92	26,318.02	6,274.52	10,171.93	3,759.87
24	A3029	CGU001	Chicama - Chiclín	2,824	61,340.66	62,906.74	12,073.06	11,058.91	10,275.42
25	A3044	GUD002	Guadalupe		63,257.08	48,113.39	61,408.10		
26	A3046	PAC002	San Pedro de Lloc	12,703	78,415.23	99,446.19	54,492.23	27,059.43	29,159.18
27	A3028	CAO003	Cartavio Pueblo	5,153	63,965.02	58,134.59	49,494.56	103,448.51	24,339.06
28	A3042	GUU001	San José - Ciudad de Dios	6,268	102,753.46	102,799.55	39,189.76	64,044.25	5,898.18
Total Compensaciones NTCSE (US\$)					493,903.43	522,902.15	335,211.59	348,761.81	174,953.56

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

## ANEXO D

Tabla 3.5 Ranking de los AMT críticos en relación a los costes de ineficiencia para el periodo 2016.

Ítem	Cód. Optimus	AMT	Descripción	N° Clientes interrumpidos	Energía (MW.h/Año)	SAIFI	SAIDI	ENS (MW.h)	(1) ENS (Dólar/MW.h)	(2) Reparación (\$)	(3) Comp. NTCSE 2016	(1+2+3) Total (\$)	Particip. (%)	Acum. (%)
1	A3034	MAL001	Puerto Malabrigo	1,155	1,789	12.70410	50.68910	0.25	96.71	394.15	1,447.90	1,938.76	0.4027%	0.403%
2	A3558	CHE104	Pacanga	4,497	2,763	9.06300	30.67060	16.08	1,573.79	642.34	1,523.55	3,739.68	0.7768%	1.180%
3	A3033	PAJ001	Paiján	2,531	4,756	19.48850	53.35770	208.57	1,321.53	500.24	4,109.89	5,931.66	1.2322%	2.412%
4	A3560	GUU003	San Martín	1,049	3,044	2.26350	4.22390	5.39	471.33	311.19	6,693.90	7,476.42	1.5531%	3.965%
5	A3063	CHE103	Chepén	11,084	22,149	22.22310	51.25120	178.58	8,060.27	609.92	776.14	9,446.33	1.9623%	5.927%
6	A3052	CHE101	Pacanguilla	4,399	11,077	27.65580	62.00530	47.82	4,059.25	282.87	6,493.41	10,835.53	2.2509%	8.178%
7	A3543	MAL002	Parque Industrial	126	3,562	14.37560	59.43160	3.51	1,851.48	754.34	9,240.09	11,845.91	2.4608%	10.639%
8	A3544	PAJ002	Paiján - Macabí	3,615	4,425	29.32530	75.37560	32.47	3,922.57	389.34	7,859.64	12,171.55	2.5284%	13.167%
9	A3030	CGU002	Chocope	1,845	5,262	20.46290	45.51720	13.95	4,526.56	728.59	7,112.55	12,367.70	2.5692%	15.736%
10	A3027	CAO002	Santiago de Cao Pueblo	5,100	916	23.23550	91.51980	8.56	4,451.37	684.42	7,440.56	12,576.35	2.6125%	18.349%
11	A3545	PAJ003	Paiján - La Arenita	2,323	6,630	19.41300	44.88630	18.35	1,126.67	726.11	11,559.05	13,411.83	2.7861%	21.135%
12	A3035	MAL003	Parque Industrial	199	8,001	15.67370	59.63640	6.82	1,865.15	799.34	10,923.10	13,587.59	2.8226%	23.958%
13	A3548	GUU002	Limoncarro - Callejón Chepén	3,698	4,849	19.10800	61.22650	73.71	5,749.85	479.04	8,807.43	15,036.32	3.1235%	27.081%
14	A3031	CGD001	Roma - Ascope	4,992	6,858	17.15430	49.10830	38.32	3,163.49	576.92	11,744.10	15,484.51	3.2166%	30.298%

15	A3032	CGD002	Casa Grande	4,972	9,262	23.14520	43.79190	18.50	2,836.03	251.28	12,410.51	15,497.82	3.2194%	33.517%
16	A3029	CGU001	Chicama - Chiclín	2,818	7,603	28.12960	50.50240	40.85	4,631.68	493.61	11,058.91	16,184.20	3.3620%	36.879%
17	A3559	PAC201	San Pedro de Lloc Poémape	7	899	23.33930	66.11250	4.52	2,178.85	647.21	15,397.47	18,223.53	3.7856%	40.665%
18	A3551	CHE102	Guadalupe	10,655	15,206	22.19060	64.64630	98.37	8,274.88	676.16	9,439.50	18,390.54	3.8203%	44.485%
19	A3045	PAC001	Pacasmayo	8,061	10,822	16.26860	37.62000	91.47	7,911.54	773.09	10,171.93	18,856.56	3.9171%	48.402%
20	A3046	PAC002	San Pedro de Lloc	4,525	15,895	27.8882	51.1224	161.32	6,457.73	248.79	27,059.43	33,765.95	7.0143%	55.416%
21	A3042	GUU001	San José - Ciudad de Dios	7,040	19,521	32.0486	92.4829	948.08	26,465.86	835.62	64,044.25	91,345.73	18.9754%	74.392%
22	A3028	CAO003	Cartavio Pueblo	5,082	16,655	34.5126	85.0669	124.50	19,316.14	511.36	103,448.51	123,276.01	25.6083%	100.000%

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.

## ANEXO E

Tabla 3.8 Registro histórico de interrupciones del AMT CAO003 Cartavio – Chiquitoy en 13,8 kV, periodo 2013 – 2017, según instalación de suministro.

Cuenta de Motivo NTCSE	Etiquetas de columna					Total general
Etiquetas de fila	2013	2014	2015	2016	2017	
<b>Distribución</b>	<b>46</b>	<b>41</b>	<b>53</b>	<b>38</b>	<b>54</b>	<b>232</b>
<b>Falla</b>	<b>36</b>	<b>32</b>	<b>46</b>	<b>27</b>	<b>42</b>	<b>183</b>
Avería en equipo de protección y/o maniobra	6	1		1		8
Bajo nivel de aislamiento (Aislador Roto / Tensión Inadecuada)	8	13	22	6		49
Contacto entre conductores			1		1	2
Contacto entre redes MT con instalaciones BT			1			1
Cortocircuito	11	1	8	6	10	36
De coordinación de protección	2	4	5	2	7	20
De única responsabilidad del cliente					9	9
Error de maniobra			2			2
Línea abierta o caída	9	11	7	11	12	50
Otros, por falla humanas		2		1	2	5
No identificado					1	1
<b>Interrupción por Expansión y Reforzamiento</b>	<b>1</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>8</b>
Exonerado de comp. Exp. o Ref. redes Transmisión				1		1
Expansión de redes					1	1
Incremento de la Capacidad del conductor	1		1	1	3	6
<b>Mantenimiento preventivo</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>12</b>
Cambio de conductor		4				4
Cambio de estructuras	1		1			2
Cambio de ferretería y accesorios	1					1
Limpieza de partes aislantes		1	1	1	1	4
Mantenimiento de Equipos de Maniobra y Protección				1		1
<b>Otros y/o terceros</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>17</b>
Aves en instalaciones	2		1			3
Colisión de vehículo contra instalaciones	1	3	1	1		6
Hurto de conductor o elemento eléctrico	1				2	3
Incendio - Quema de material en cercanías			1			1
Intento de Hurto de Conductores - Instalaciones	1					1
Otros		1			1	2
Colisión de vehículo contra estructuras					1	1
<b>Por maniobra sin aviso, corta</b>	<b>2</b>		<b>1</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>12</b>
Cambio de estructuras y accesorios				2		2
Reparación de Falso contacto	1		1	2		4

Seguridad	1			2	3	6
<b>Transmisión</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>16</b>	<b>54</b>
<b>Falla</b>	<b>1</b>		<b>1</b>	<b>4</b>	<b>9</b>	<b>15</b>
Avería de transformadores	1					1
Bajo nivel de aislamiento (Aislador Roto / Tensión Inadecuada)				2		2
De coordinación de protección			1			1
Línea abierta o caída				1	1	2
Otros, por falla humanas				1	1	2
Bajo nivel de aislamiento ( Elemento Eléctrico mal dimensionado)					4	4
No identificado					3	3
<b>Interrupción por Expansión y Reforzamiento</b>			<b>2</b>			<b>2</b>
Exonerado de comp. Exp. o Ref. redes Transmisión			2			2
<b>Mantenimiento preventivo</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>7</b>
Limpieza de partes aislantes	1	1	2	1		5
Mantenimiento de Equipos de Maniobra y Protección				1	1	2
<b>Otros y/o terceros</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>29</b>
Aves en instalaciones			3	2	1	6
Colisión de vehículo contra instalaciones			3			3
Contacto accidental con línea					1	1
Hurto de conductor o elemento eléctrico	2	2				4
Incendio - Quema de material en cercanías	1	2		1		4
Intento de Hurto de Conductores - Instalaciones	2					2
Otros				3		3
Vandalismo	1	2				3
Exoneración D.S. N° 007-2017-EM					3	3
<b>Por maniobra sin aviso, corta</b>					<b>1</b>	<b>1</b>
Seguridad					1	1
<b>Total general</b>	<b>54</b>	<b>48</b>	<b>64</b>	<b>50</b>	<b>70</b>	<b>286</b>

Fuente: Optimus NGC – NTCSE, Hidrandina S.A.



## ANEXO F



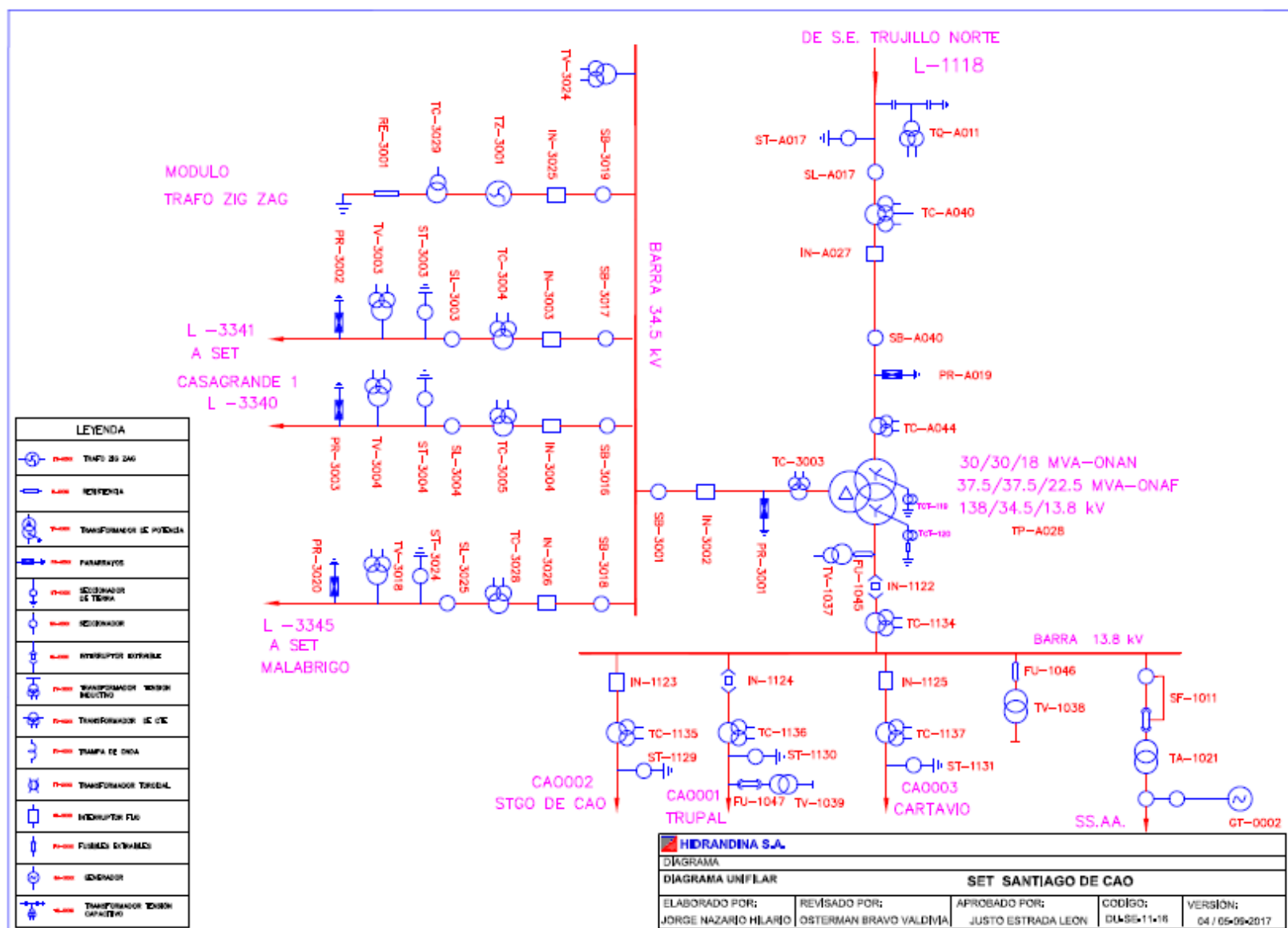
Figura 3.4 Celdas de salida SET Santiago de Cao



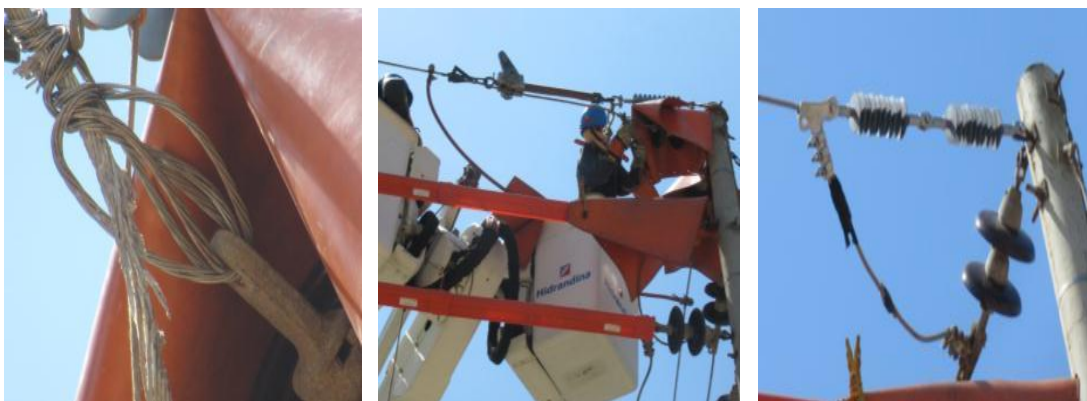
Figura 3.5. Estructuras en mal estado de conservación

## DIAGRAMA UNIFILAR DEL AMT CAO003 CARTAVIO - CHIQUITOY





## ANEXO J



EMT 5020551

Figura 3.17 Grapa de anclaje Al tipo pistola deteriorada, sujeta con alambre



Figura 3.18 Corrosión galvánica en terminal eléctrico de compresión de cobre estañado. SED SA9019



Figura 3.19 Cambio de seccionador fusible en cliente mayor Pozos Chiquitoy.  
I328293





Figura 3.20 Cambio de conductor Al por conductor de cobre duro, protegido, en llegada a SED SA9105 cliente mayor Pozos de Agua Chiquitoy. Corrosión galvánica.



Figura 3.21 Cambio de seccionador fusible agrietado en SED SA9038.



Figura 3.22 Conductor de Al deshebrada y/o abierta en la SED SA9114.

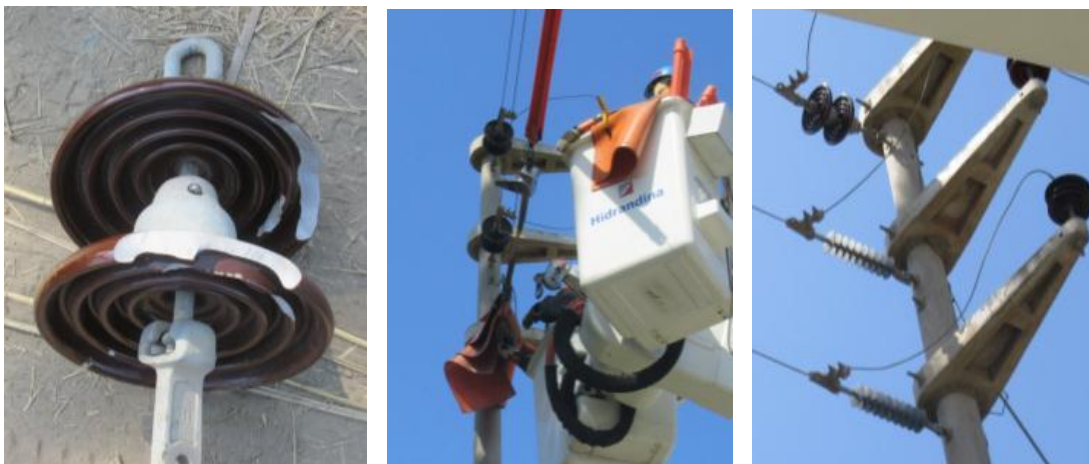


Figura 3.23 Cambio de dos (02) aisladores de material porcelana tipo cadena, por encontrarse rotos. EMT 5024908



Figura 3.24 Cambio de aislador roto de material porcelana tipo pin. EMT 5060415



Figura 3.25 Cambio de Grapa de anclaje Al tipo pistola deteriorada. EMT 5020552





Figura 3.26 Cambio de conductor de llegada a bushing de transformador de SED SA9038.

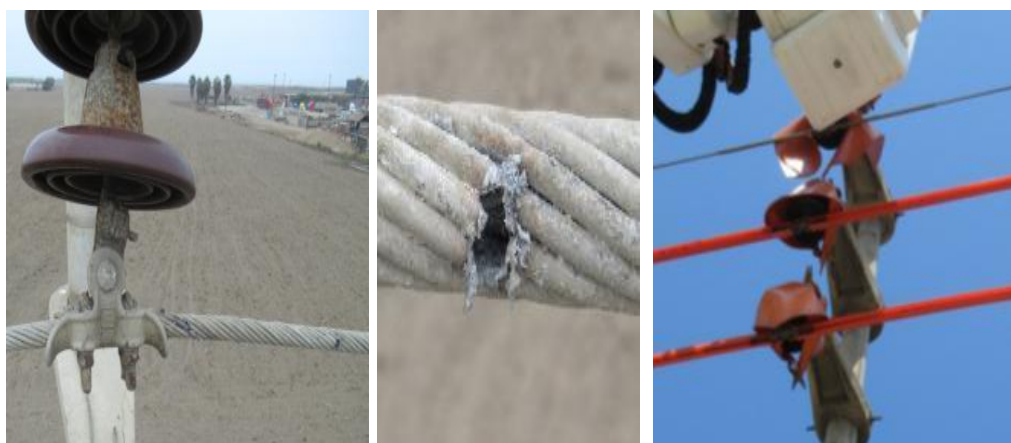


Figura 3.27 Reforzamiento de conductor de Al por presentar recalentamiento en amarre preformado.

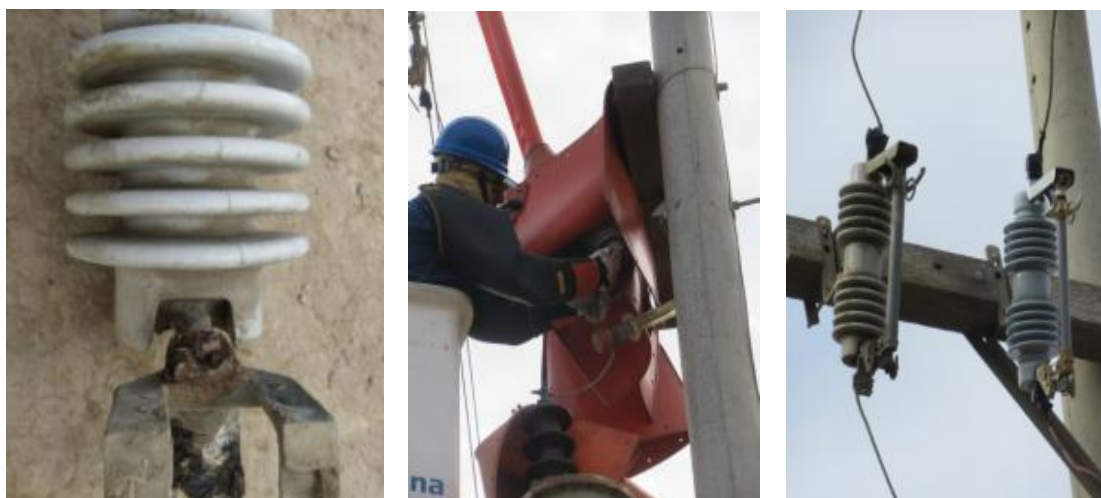


Figura 3.28 Cambio de seccionador fusible fisurado en SED SA9020.



Figura 3.29 Reparación de punto caliente en contacto superior de seccionador fusible SED 9021.

Conjuntamente a lo antes descrito, durante el primer semestre 2018 se realizó el conexionado del restaurador automático (automatic circuit recloser) del cliente mayor Pozos Chiquitoy, con el objeto de aislar las fallas que se originan en las instalaciones internas del usuario final, y que de materializarse compromete la continuidad del suministro eléctrico. Trabajo ejecutado con restricción del servicio por mantenimiento programado a solicitud del cliente.



Figura 3.30 Conexionado de restaurador automático en EMT.



Yo, Carlos Marx Vargas Goñas, identificado con DNI N° 45957858, egresado de la Escuela Académico Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Universidad César Vallejo, autorizo la divulgación y comunicación pública de mi trabajo de investigación titulado:

"Optimización de los indicadores calidad de suministro con mantenimiento de red de distribución primaria mediante técnica TcT en el alimentador de media tensión CAO003 Cartavio, Ascope, La Libertad"

En el Repositorio Institucional de la UCV (<http://repositorio.ucv.edu.pe/>), según lo estipulado en el Decreto Legislativo 822, Ley sobre Derecho de Autor, Art. 23° y Art. 33°.



FIRMA

DNI: 45957858

Fecha: 28/01/2019

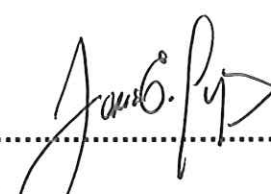
Elaboró	Dirección de Investigación	Revisó	Representante de la Dirección / Vicerrectorado de Investigación y Calidad	Aprobó	Rectorado
---------	----------------------------	--------	---	--------	-----------

Yo, Dr. Jorge Eduardo Lujan López, docente de la Facultad de Ingeniería y Escuela Académico Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Universidad César Vallejo de Trujillo, revisor de la tesis titulada:

“Optimización de los indicadores calidad de suministro con mantenimiento de red de distribución primaria mediante técnica TcT en el alimentador de media tensión CAO003 Cartavio, Ascope, La Libertad”, del estudiante Carlos Marx Vargas Goñas, constato que la investigación tiene un índice de similitud de 18%, verificable en el reporte de originalidad del programa Turnitin.

El suscrito analizó dicho reporte y concluyó que cada una de las coincidencias detectadas no constituyen plagio. A mi leal saber y entender la tesis cumple con todas las normas para el uso de citas y referencias establecidas por la Universidad César Vallejo.

Trujillo, 22 de enero de 2019

.....  
Firma   
DNI: 71897692

Elaboró	Dirección de Investigación	Revisó	Representante de la Dirección / Vicerrectorado de Investigación y Calidad	Aprobó	Rectorado
---------	----------------------------	--------	---	--------	-----------